

Predicción de viento en superficie. Nordeste peninsular

ESTUDIO SOBRE EL ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO DE LA INFORMACIÓN METEOROLÓGICA PARA EL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA

13 de Mayo de 2015

CONSIDERACIONES PREVIAS

Creciente necesidad de conocer el valor de la inversión pública



¿Qué valor genera para la sociedad cada euro público invertido?
¿Dónde es preferible invertir? (sin perder de vista la equidad)

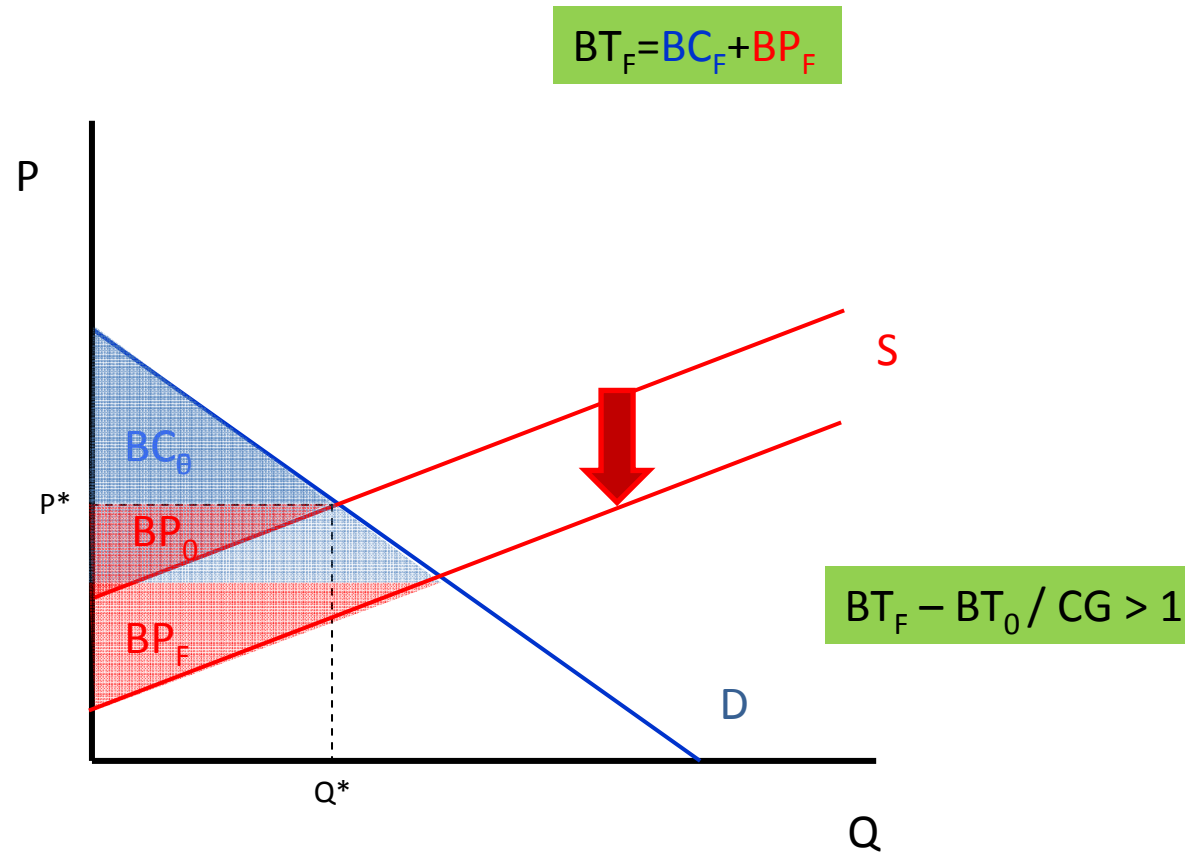
El Análisis Coste Beneficio

- Valora el efecto de **una actuación pública** sobre el **conjunto de la sociedad**
- Considera los **costes** en que se incurren y los **beneficios** que se obtienen (siempre considerando **el conjunto de la sociedad**)
- Se tiene en cuenta **toda la vida del proyecto**
- Todos los costes y beneficios se computan en **términos monetarios**
- Solo considera la **eficiencia**, no la **equidad**
- Otros modelos
 - Análisis financiero. Solo considera el efecto sobre una organización
 - Análisis de coste-eficiencia. Los beneficios no se consideran en términos económicos
 - Análisis multicriterio. Se utilizan criterios adicionales, como la equidad
 - Análisis ponderado. Los beneficios y costes se ponderan de forma diferente según el colectivo al que afecten

Consideraciones sobre el ACB

- No es una investigación primaria
- Se basa en el marco de referencia establecido por la economía neoclásica: las curvas agregadas de oferta y demanda y como las actuaciones del sector público desplazan esas curvas
- Se construye un modelo teórico apoyándose en evidencia para adaptar ese marco general al caso específico que se estudia
 - Marco de aplicación
 - Catalogación de costes y beneficios
- Se busca evidencia científica existente y datos sectoriales y macroeconómicos para cuantificar el modelo teórico
 - Monetización de costes y beneficios
- Se extraen las conclusiones
 - Factor de rendimiento, ratio coste/beneficio, TIR, VAN
- Se lleva a cabo un análisis de sensibilidad

Análisis de Coste-Beneficio: modelo de equilibrio oferta/demanda



La actuación pública desplaza las curvas de oferta y/o demanda para aumentar el beneficio social

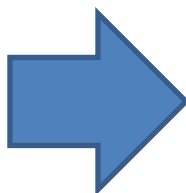
La información meteorológica es un bien público

Non rival

Non excludable

		High Scale		Low Scale	
		Rival	Non-Rival	Rival	Non-Rival
High Scope	High Exclusion Cost	Not Applicable	Public weather forecasts and warnings, climate information etc	Not Applicable	In Limited Cases
	Low Exclusion Cost	Not Applicable	Airline specific value added services, internet subscription services, weather-by-fax Potential value added services where private sector might operate	Not Applicable	Potential value added services where private sector might operate with access to data and information
Low Scope	High Exclusion Cost	Not Applicable		Not Applicable	
	Low Exclusion Cost	It is possible that the NMS being in this area will exclude the private sector	Services to emergency services Natural monopoly or choice of public monopoly, or integrated user-supplier Potential value added services where private sector might operate	Not Applicable	Policy advice Ideal conditions for open competition and could leave to the market Potential value added services where private sector might operate

(Gunasekera, 2004)



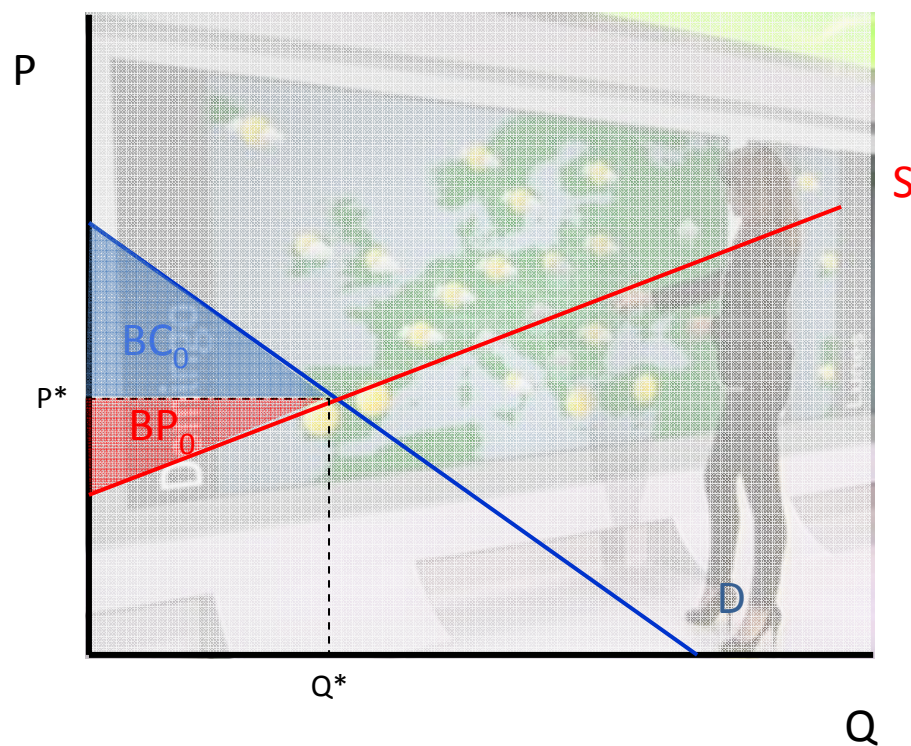
Creciente interés en conocer el “valor” generado por la información pública en general, y por la información meteorológica en particular

“iniciar y promover nuevos enfoques con respecto a la evaluación de los beneficios sociales y económicos de los servicios meteorológicos y conexos” (OMM, 2007, p. 1)

“a que aumenten los conocimientos y elaboren métodos para cuantificar los beneficios de los servicios que prestan los SMHN en los distintos sectores socioeconómicos.” (OMM, 2007, p. 9)

Análisis directo del sector meteorológico

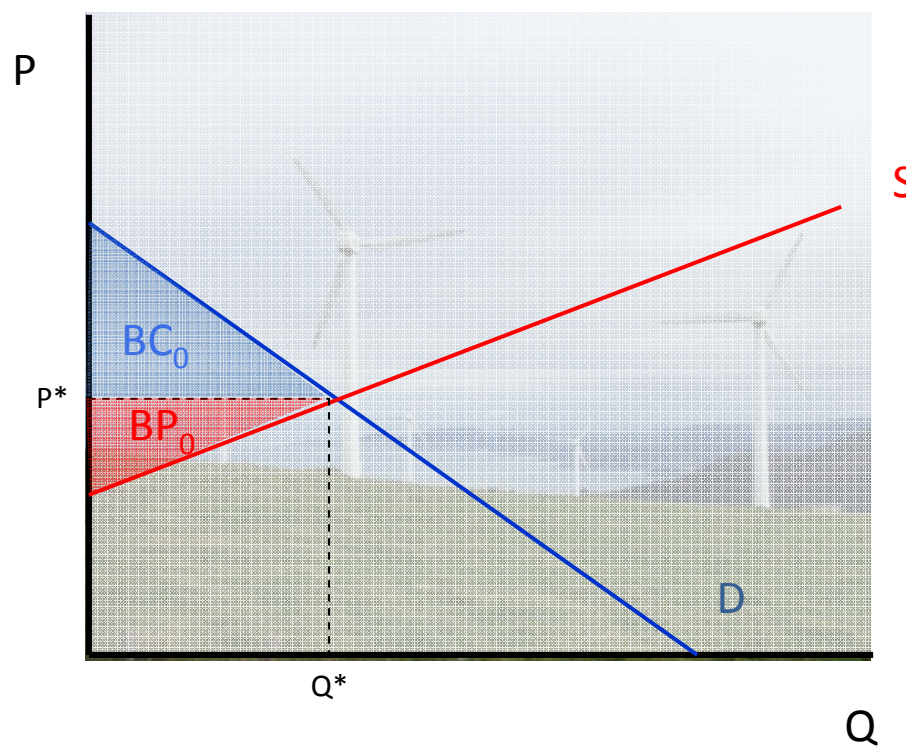
$$BT_0 = BC_0 + BP_0$$



Podríamos analizar el mercado de la información meteorológica (Lazo,2002). Lazo estimó un beneficio de \$11.4 billion *de las previsiones actuales* para un coste de \$1,383 million. Complejo y plantea numerosos problemas.

Análisis a través del efecto indirecto en el sector eléctrico

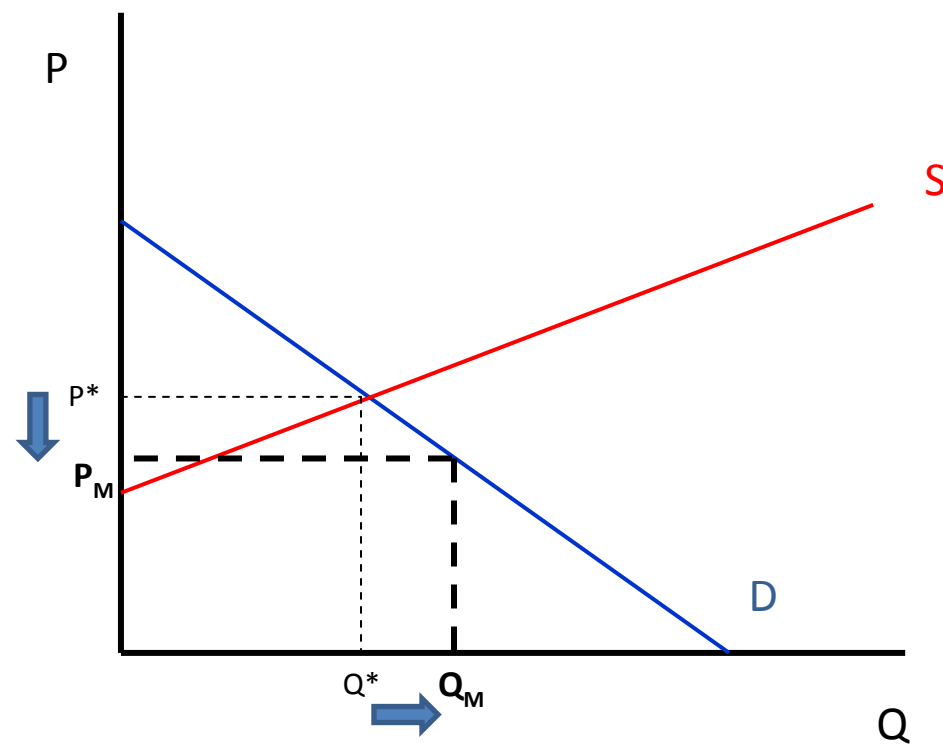
$$BT_0 = BC_0 + BP_0$$



Modelo prescriptivo de apoyo a la toma de decisiones (Freebairn & Zillman, 2002, p. 37; Gunasekera, 2004, p. 49) en el sector eléctrico

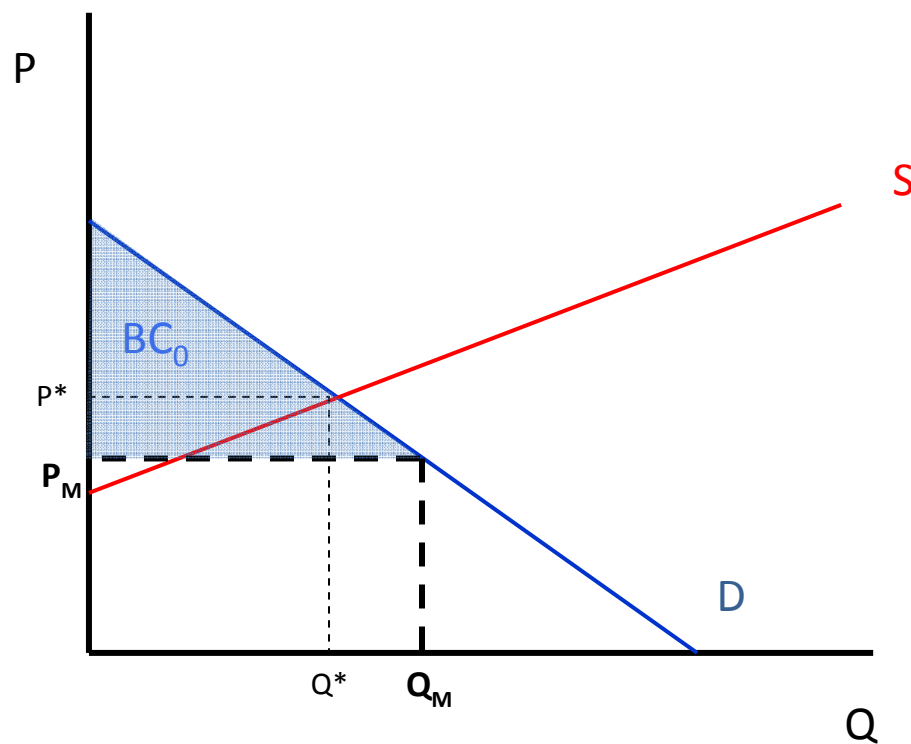
MODELO TEÓRICO

Modelo teórico en el sector eléctrico



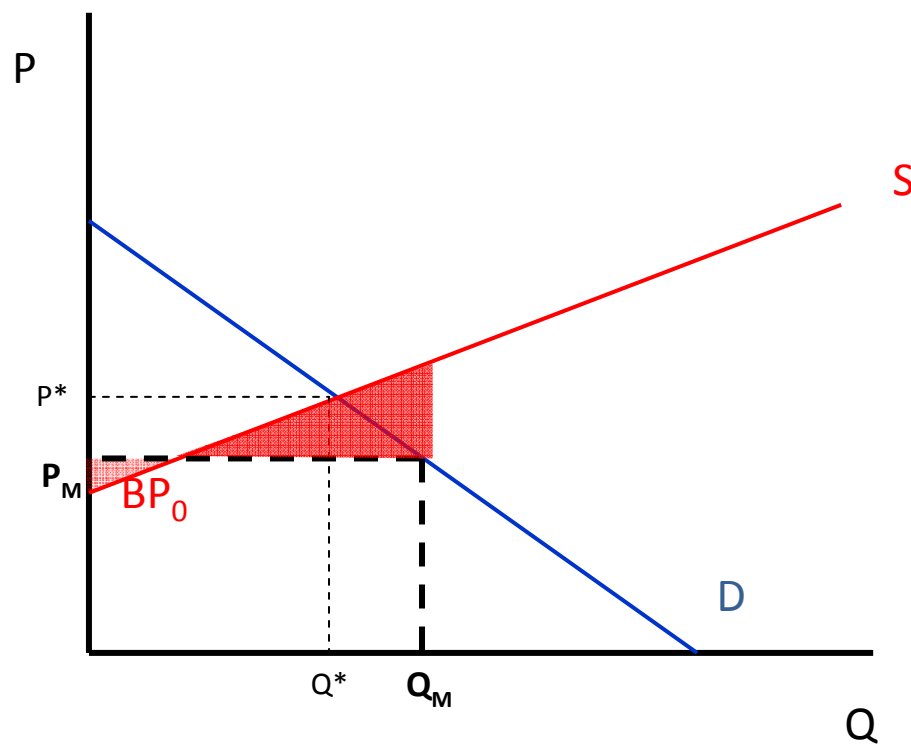
El sector eléctrico español no es eficiente en términos económicos porque el precio está por debajo del coste de producción

Modelo teórico en el sector eléctrico



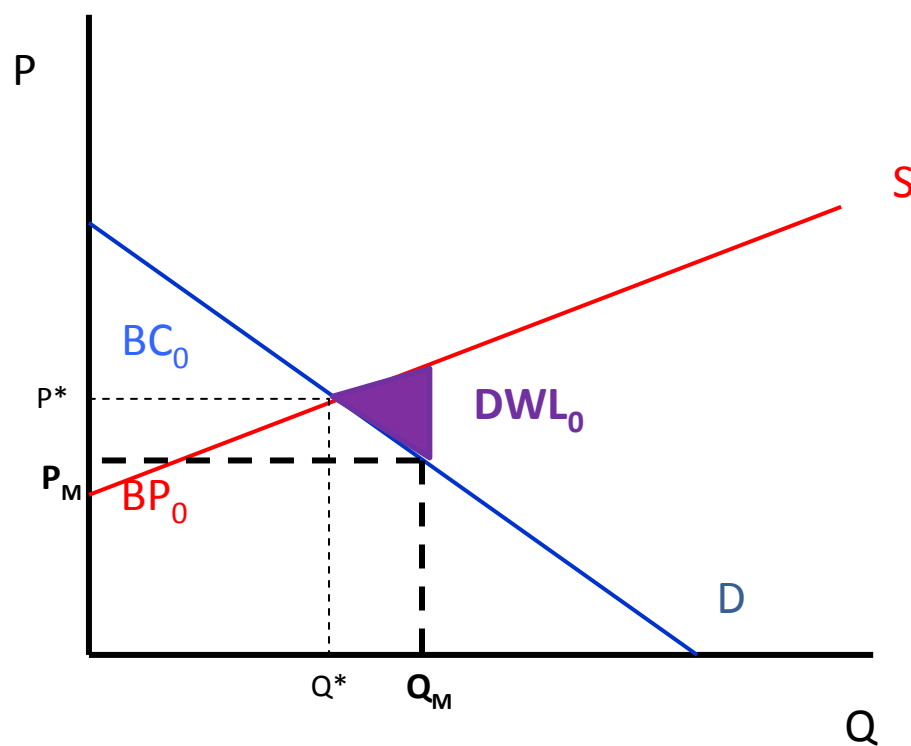
Se puede calcular el beneficio para los consumidores

Modelo teórico en el sector eléctrico



Y los beneficios negativos (pérdidas) de los productores

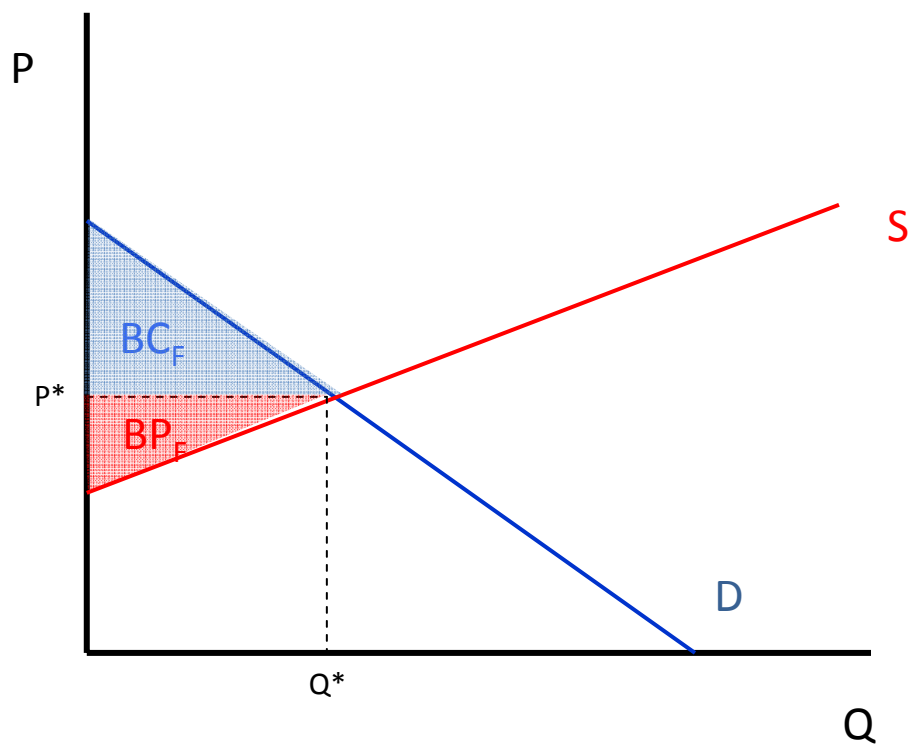
Modelo teórico en el sector eléctrico



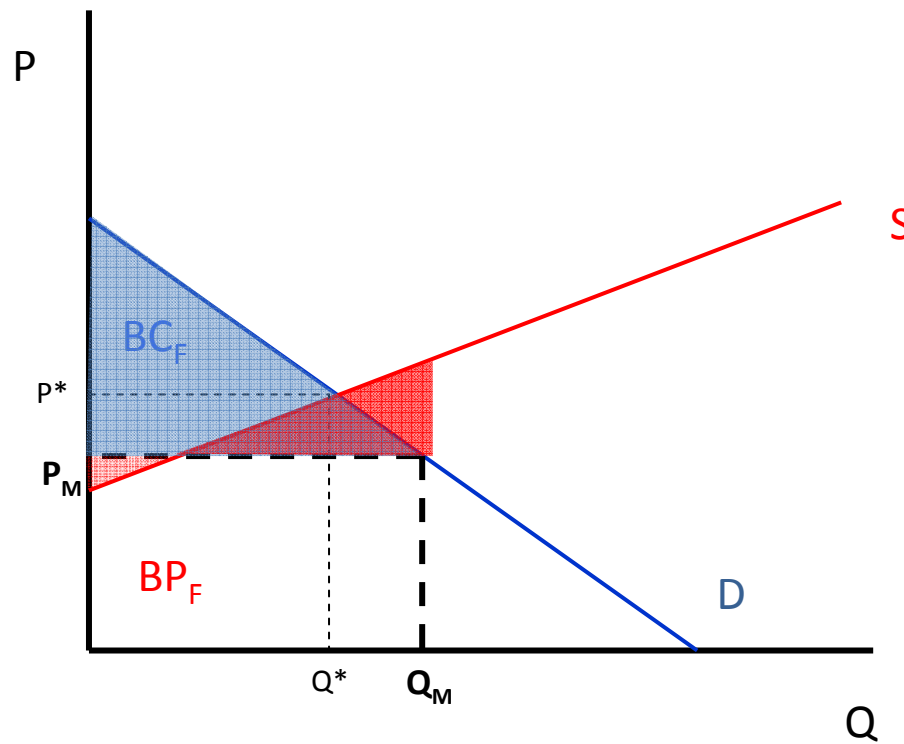
Y el peso muerto, que es la pérdida económica para la sociedad por funcionar en un mercado ineficiente

Modelo teórico: modelo de equilibrio oferta/demanda

Mercado eficiente: maximiza el beneficio

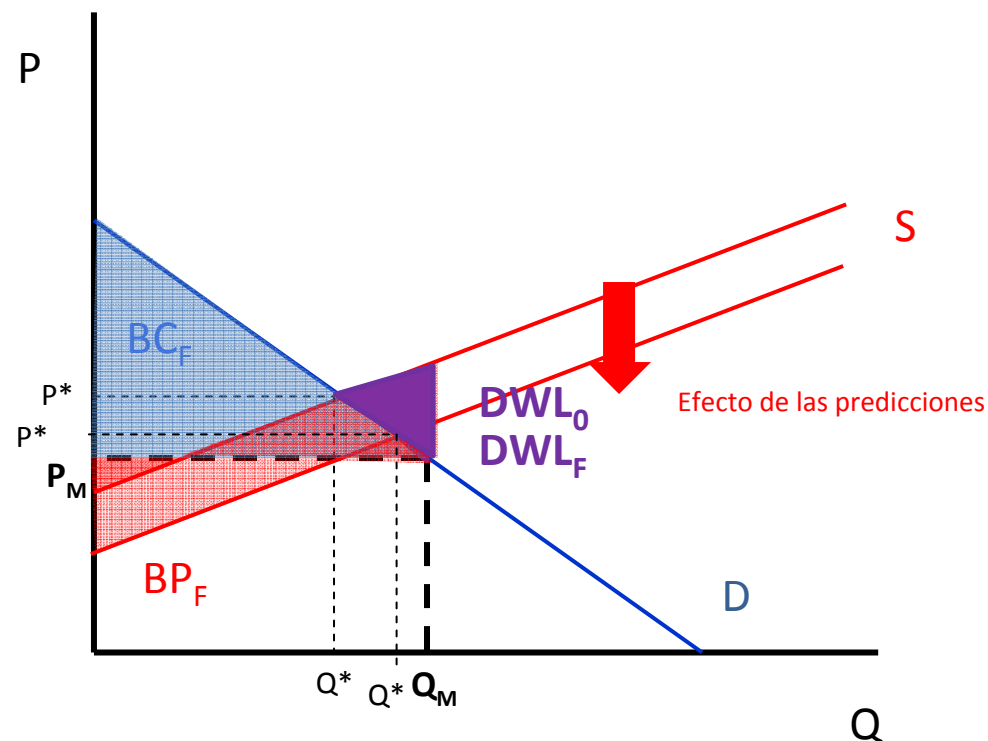


Mercado ineficiente: disminuye el beneficio



Que es la diferencia entre el beneficio total que habría en un mercado eficiente y el beneficio total en la situación actual

Modelo teórico: modelo de equilibrio oferta/demanda



Las predicciones meteorológicas permiten disminuir los costes de producción (desplazamiento hacia abajo de la curva de oferta)

1. La disminución de la pérdida de eficiencia social (DWL)
2. El incremento del beneficio social total, al disminuir el coste de los productores

Escenarios

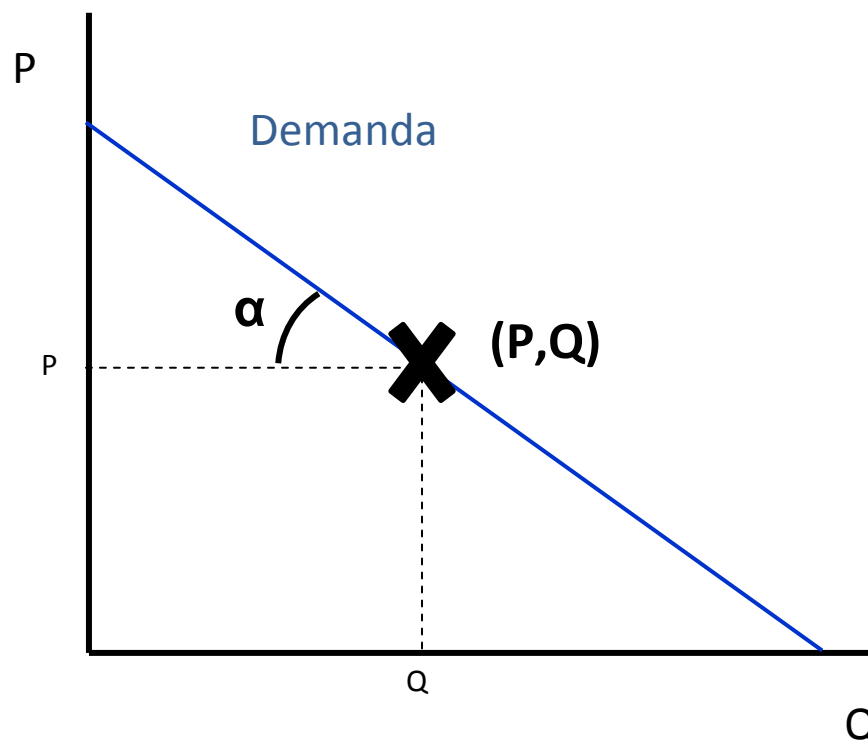
Grupo	Escenario		
	Sin predicción meteorológica	Situación actual	Con predicción perfecta
Consumidores	Se mantiene el beneficio (asumimos que el precio no cambia)		
Productores	Costes sin predicción	Costes actuales	Costes con predicción perfecta
		Disminución costes	Disminución adicional costes
Gobierno	No gasto público	Gasto actual en AEMET	Análisis de inversiones futuras
Sociedad	Pérdida de eficiencia social sin predicción	Pérdida de eficiencia social actual	Pérdida de eficiencia social con predicción perfecta
		Disminución de la pérdida de eficiencia social	Disminución adicional de la pérdida de eficiencia social

MODELO EMPÍRICO

Ámbito del análisis

- El mercado final agregado del sector eléctrico de 2013
- Solo para el sistema peninsular
- Incluyendo todos los consumidores (administración, empresas y ciudadanos)
- Incluyendo productores, transporte, distribuidores y comercializadores
- Todas las cifras se calculan en € 2013 usando el IPC y los tipos de cambio anuales medios de US\$ a € de la reserva federal

Sector eléctrico en España: curva de demanda



Se necesita un punto y la pendiente de la recta

Sector eléctrico en España: Elasticidad

Elasticidades de la electricidad		residencial CP	comercial CP	industrial CP	residencial LP	comercial LP	industrial LP
(Fan & Hyndman, 2010)		-0,3955					
	Bohi and Zimmerman (1984)	-0,2		?	-0,7		?
	Beenstock et al. (1999)	-0,395		-0,221			
	Filippini (1999)	-0,3					
	(NIER) (2007)	-0,25	-0,35	-0,38			
	Patrick and Wolak (1997)			-0,206			
	King and Chatterjee (2003)	-0,3					
	Reiss (2005)	-0,39					
	Taylor et al. (2005)			-0,155			
(US EPA, 2005)		-0,18					
(Bernstein, Griffin, & Infrastructure, 2006)		-0,24	-0,21		-0,32	-0,97	
	Taylor (1975)	-0,515			-1		
			-0,17			-1,36	
	Bohi and Zimmerman (1984)	-0,2			-0,7		
	Maddala et al. (1997)	-0,16			-0,24		
	Garcia-Cerrutti (2000)	-0,17					
Mediana		-0,24					

$$\text{pendiente} = p/q \times 1/\varepsilon$$

A partir de evidencia científica

Sector eléctrico en España: punto de demanda

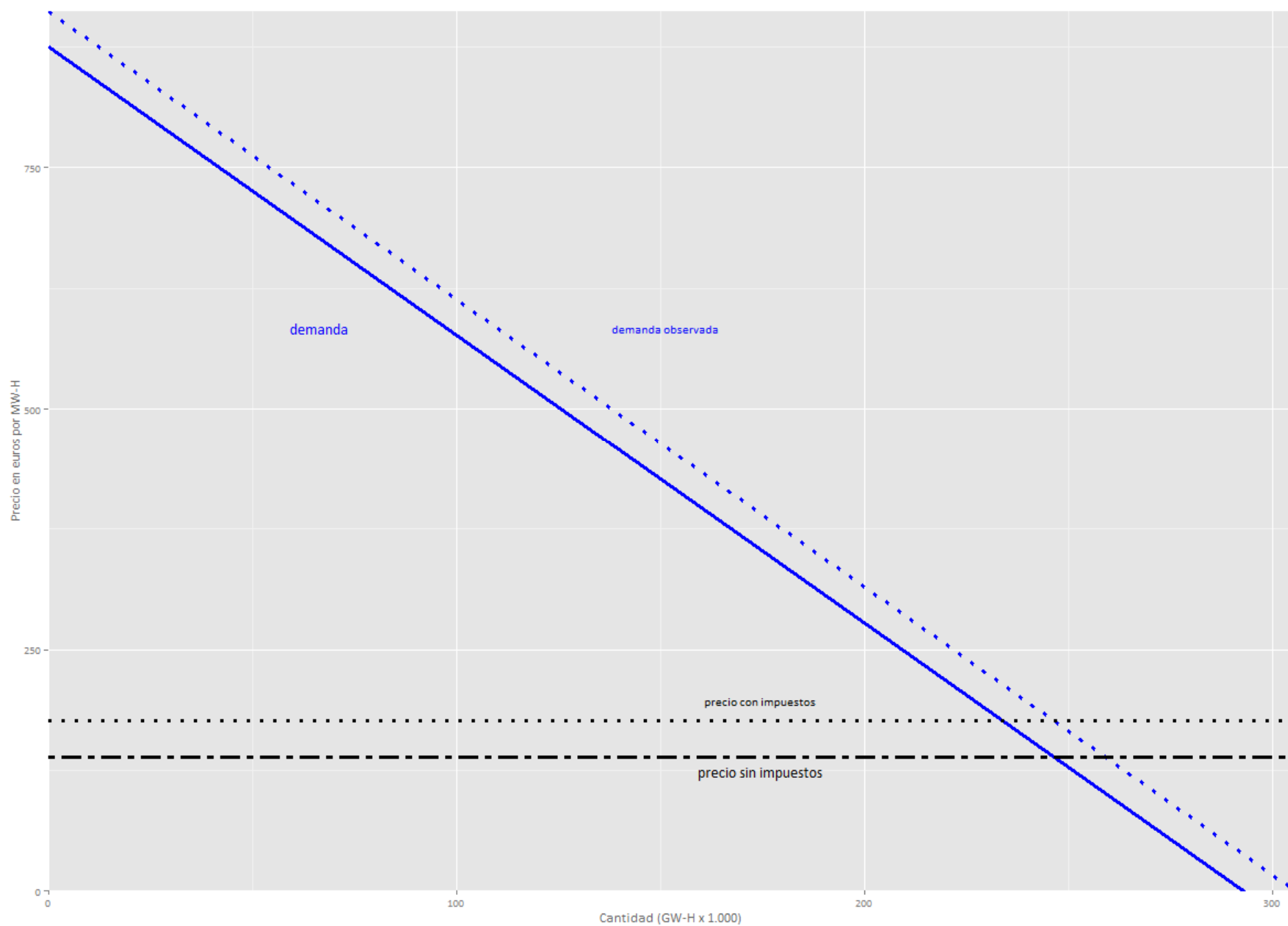
P

(EUROSTAT,2014)	Euros por KW-H, primer semestre 2013
Residencial	0,175 €
Industria	0,117 €
Media ponderada	0,145 €
(MITyC,2013)	Euros por KW-H 2012 (actualizado 2013)
	0,133 €
Media (Euros por MW-H)	139,119 €

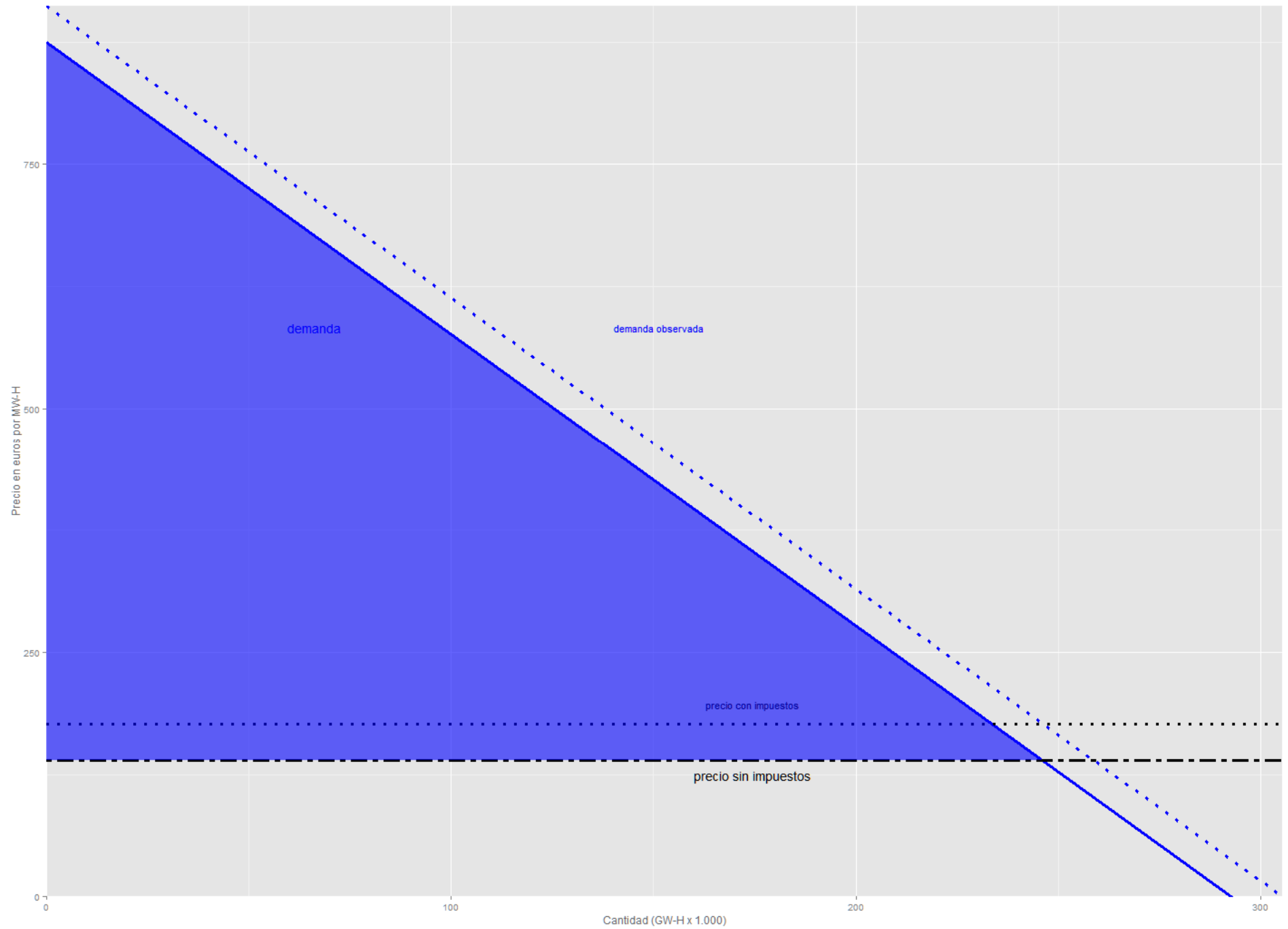
Q (REE,2014): 246.313 GW-H

Con datos de mercado

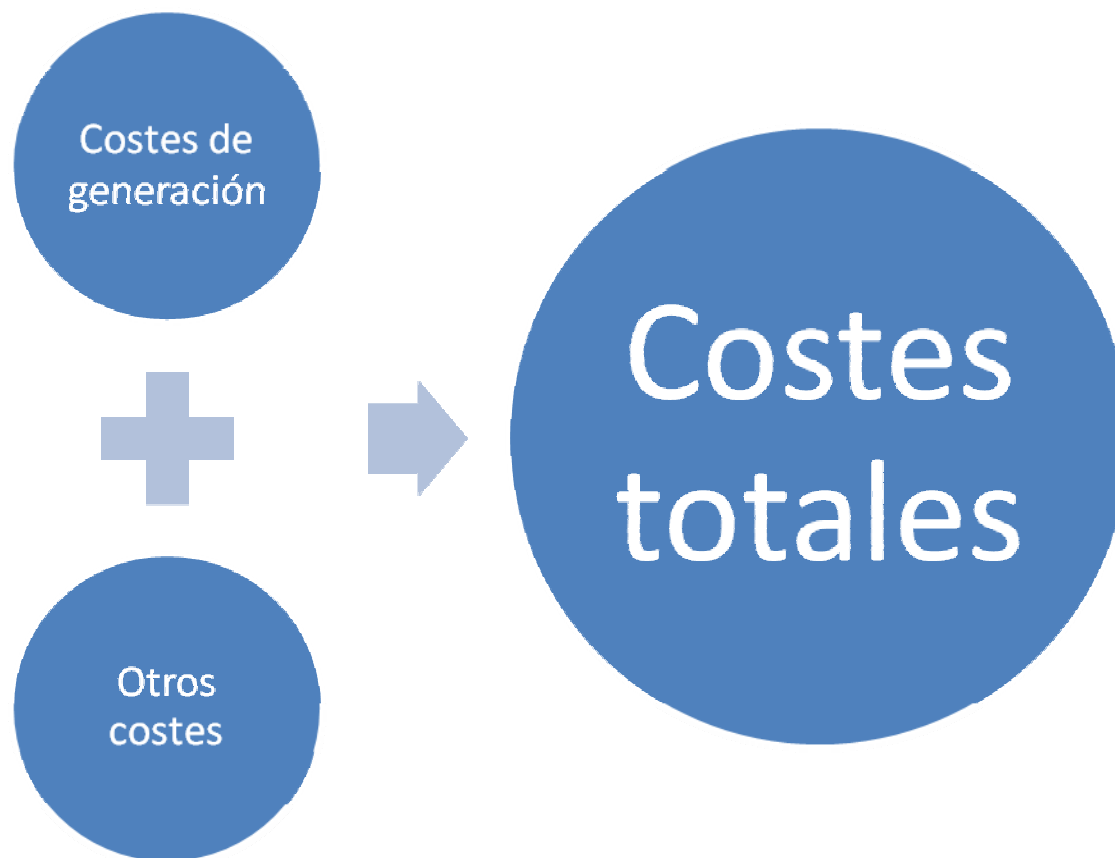
Curva de demanda



Curva de demanda y beneficio para los consumidores

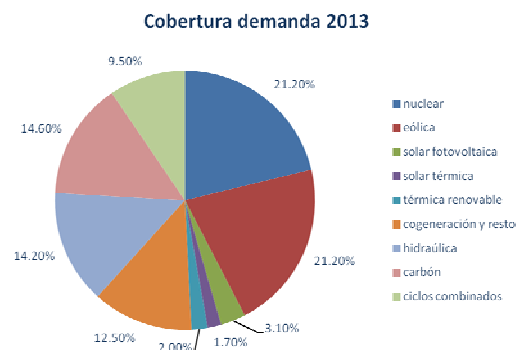


Sector eléctrico en España: curva agregada de oferta 2013



Sector eléctrico en España: costes de generación

Coste por MW-h	(Salvador, 2009)	(CNE, 2008)	(BCG, 2010)	media	opex	capex
nuclear	58,76 €	48,29 €		53,52 €	20,61 €	32,92 €
eólica	67,16 €		69,69 €	68,42 €	19,30 €	49,12 €
solar fotovoltaica	459,36 €		199,41 €	329,39 €	35,17 €	294,22 €
solar térmica			254,09 €	254,09 €	71,68 €	182,41 €
térmica renovable			82,55 €	82,55 €	23,29 €	59,26 €
cogeneración y resto				67,96 €	57,25 €	10,71 €
hidráulica	58,39 €	42,44 €		50,42 €	8,34 €	42,08 €
carbón	62,51 €	78,17 €		70,34 €	55,98 €	14,36 €
ciclos combinados	61,23 €	74,70 €		67,96 €	57,25 €	10,71 €
TOTAL ponderado				74,41 €	33,19 €	41,23 €



La curva de oferta se estima según la contribución parcial de cada tecnología a la oferta agregada (REE, 2014) incluyendo las amortizaciones

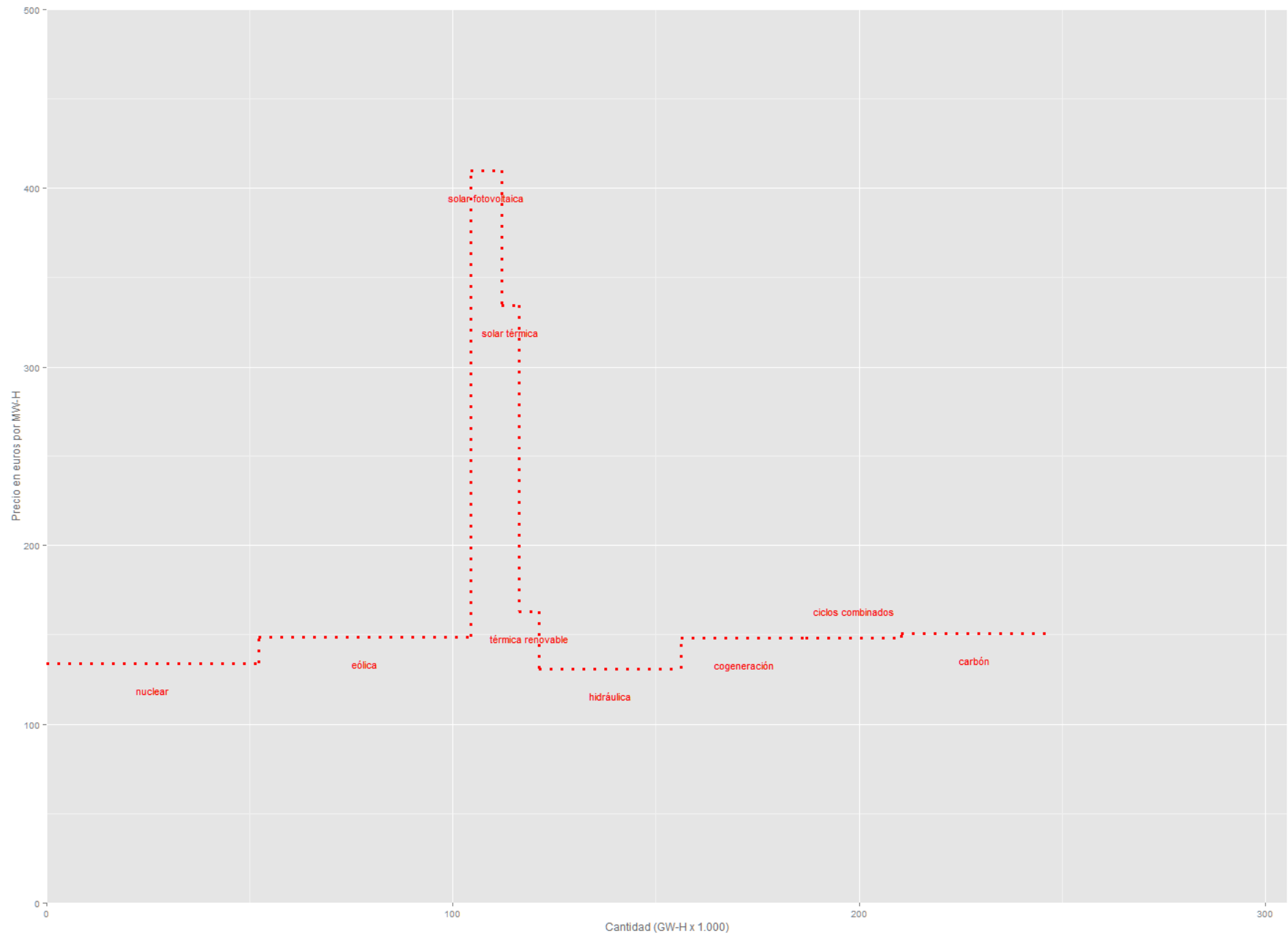
Sector eléctrico en España: otros costes

Otros costes (CNMC, 2014)	2013 (miles €)
Transporte	1.507.225 €
Distribución	4.784.037 €
Gestión comercial	53.506 €
Interrumpibilidad	706.696 €
Diversificación	71.340 €
Prima	9.287.352 €
Costes permanentes	871.925 €
Déficit	2.517.680 €
Exceso déficit	
Exportaciones	
Total	19.799.760 €

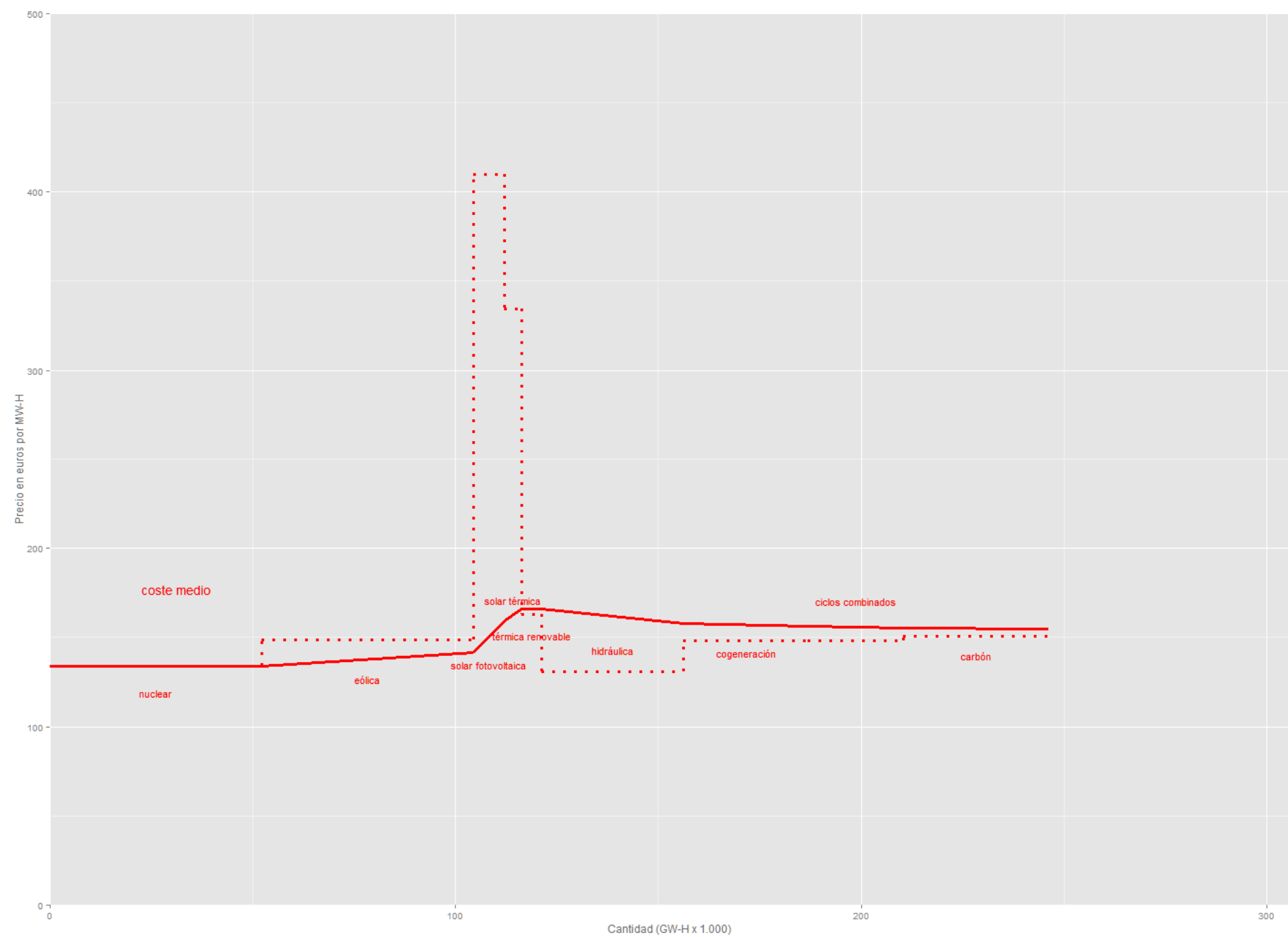
Coste por MW-h	80,38 €
----------------	---------

Se obtienen a partir de información proporcionada por la CNMC

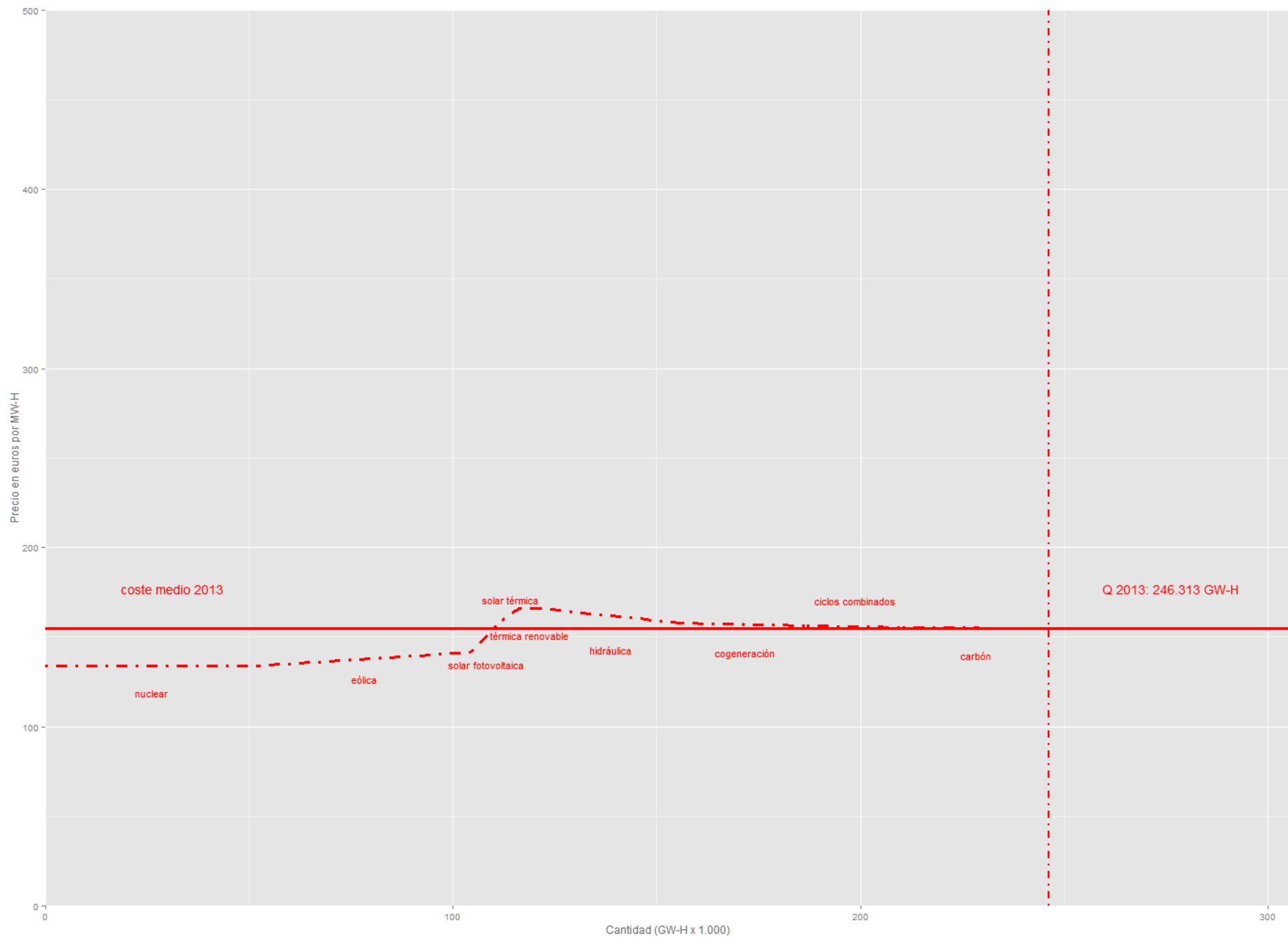
Curva de coste medios por tecnología



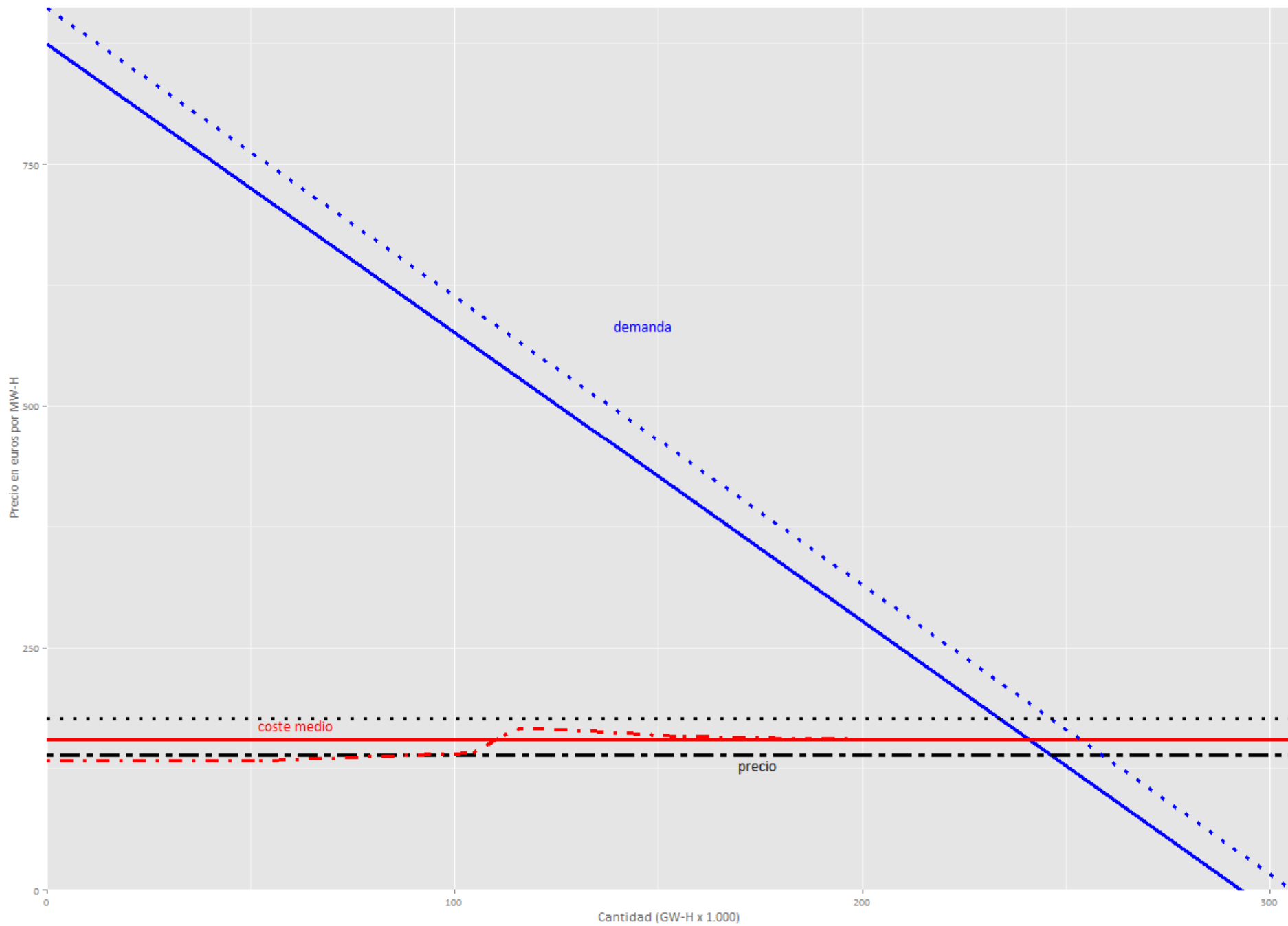
Curva de coste medio agregado



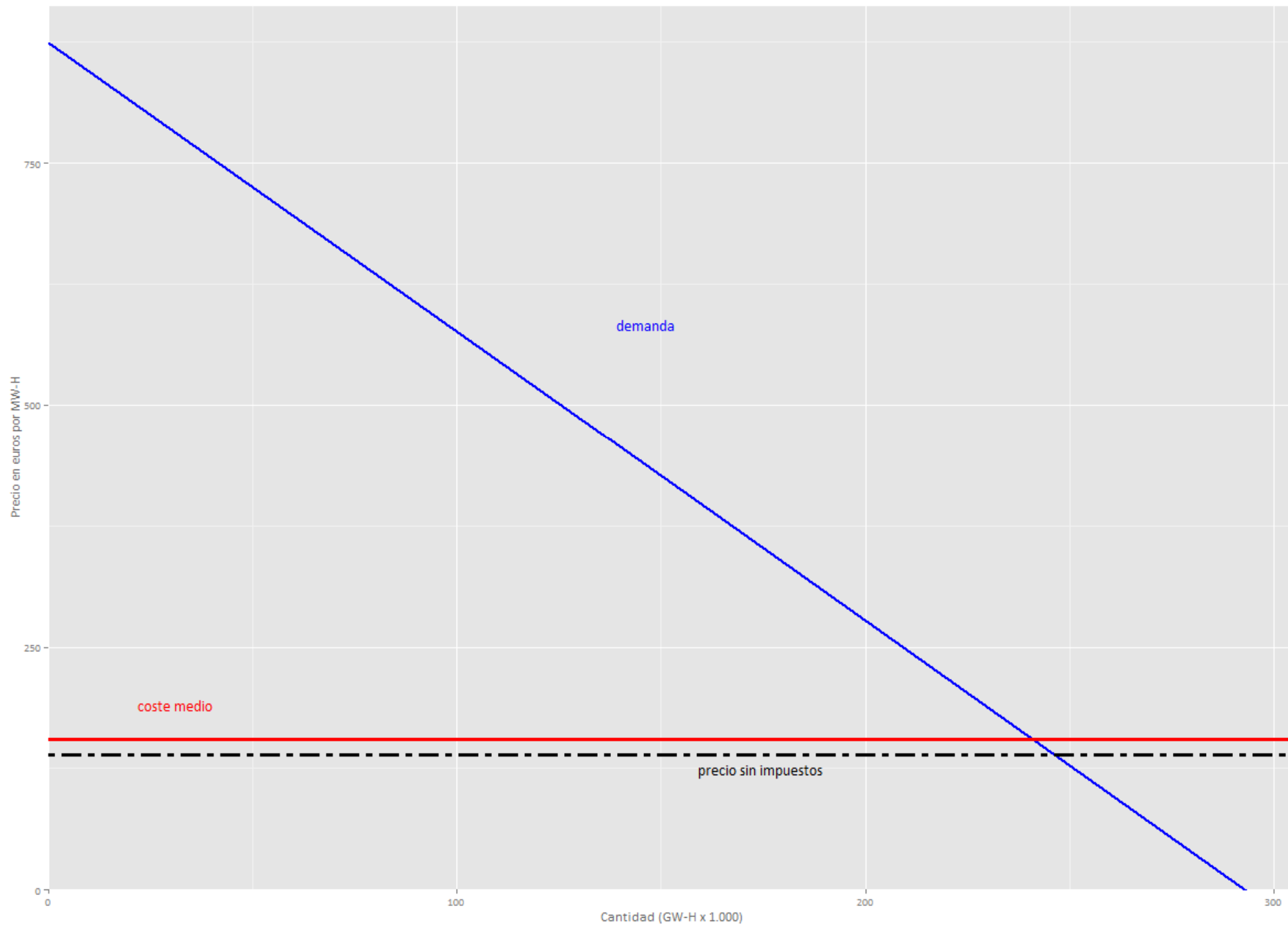
Curva de coste medio



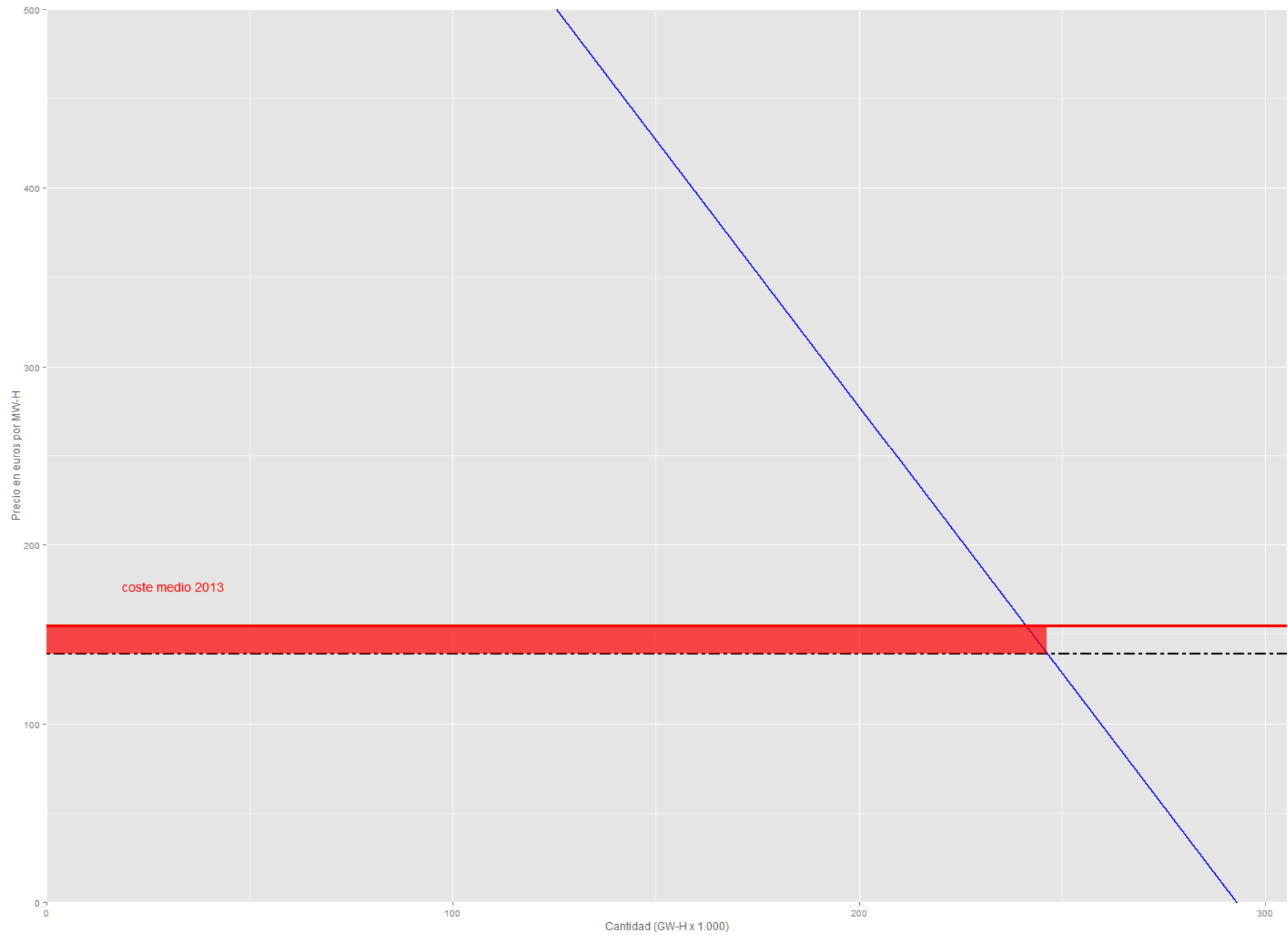
Curva de demanda y coste medio



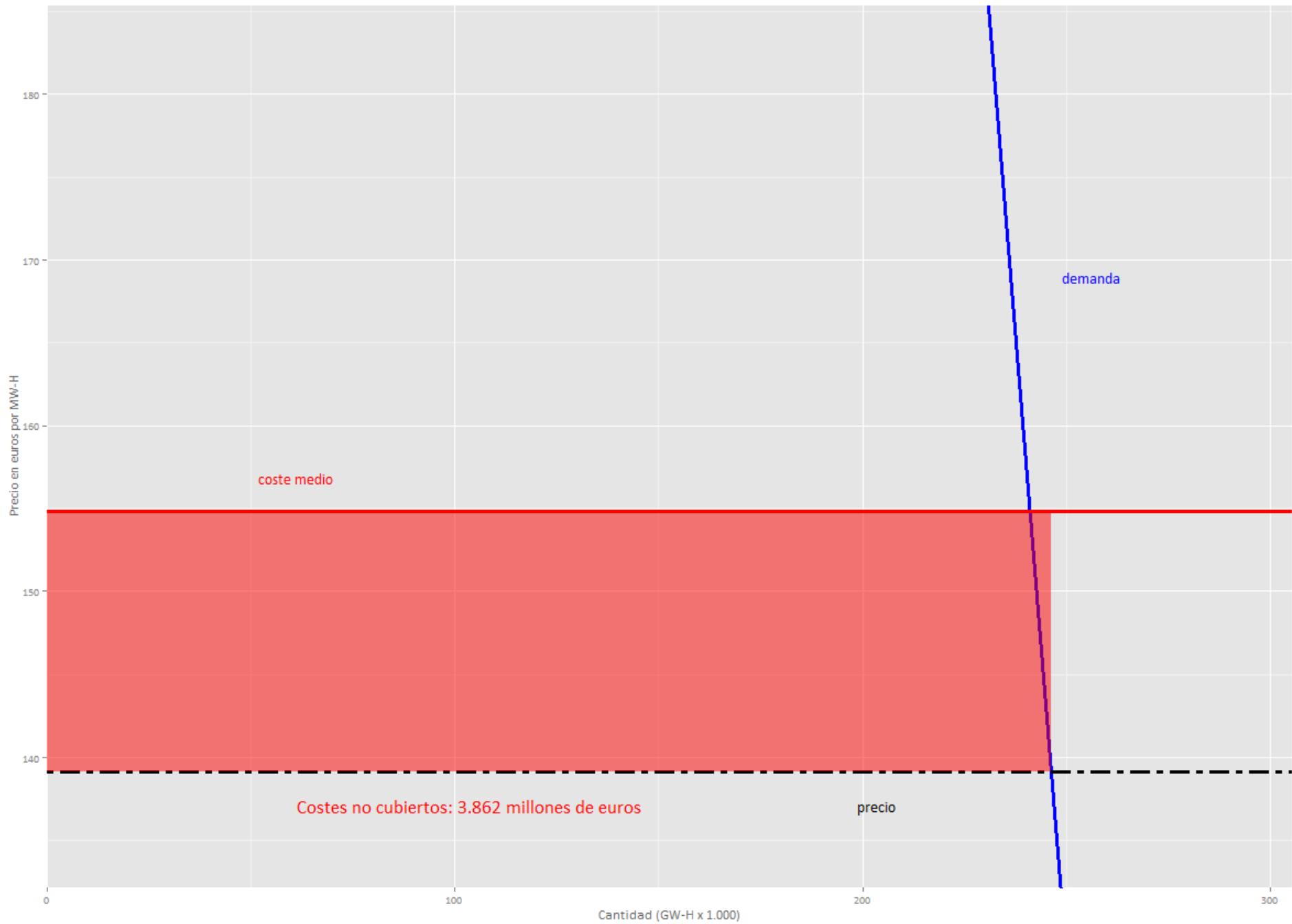
Curva de demanda y coste medio



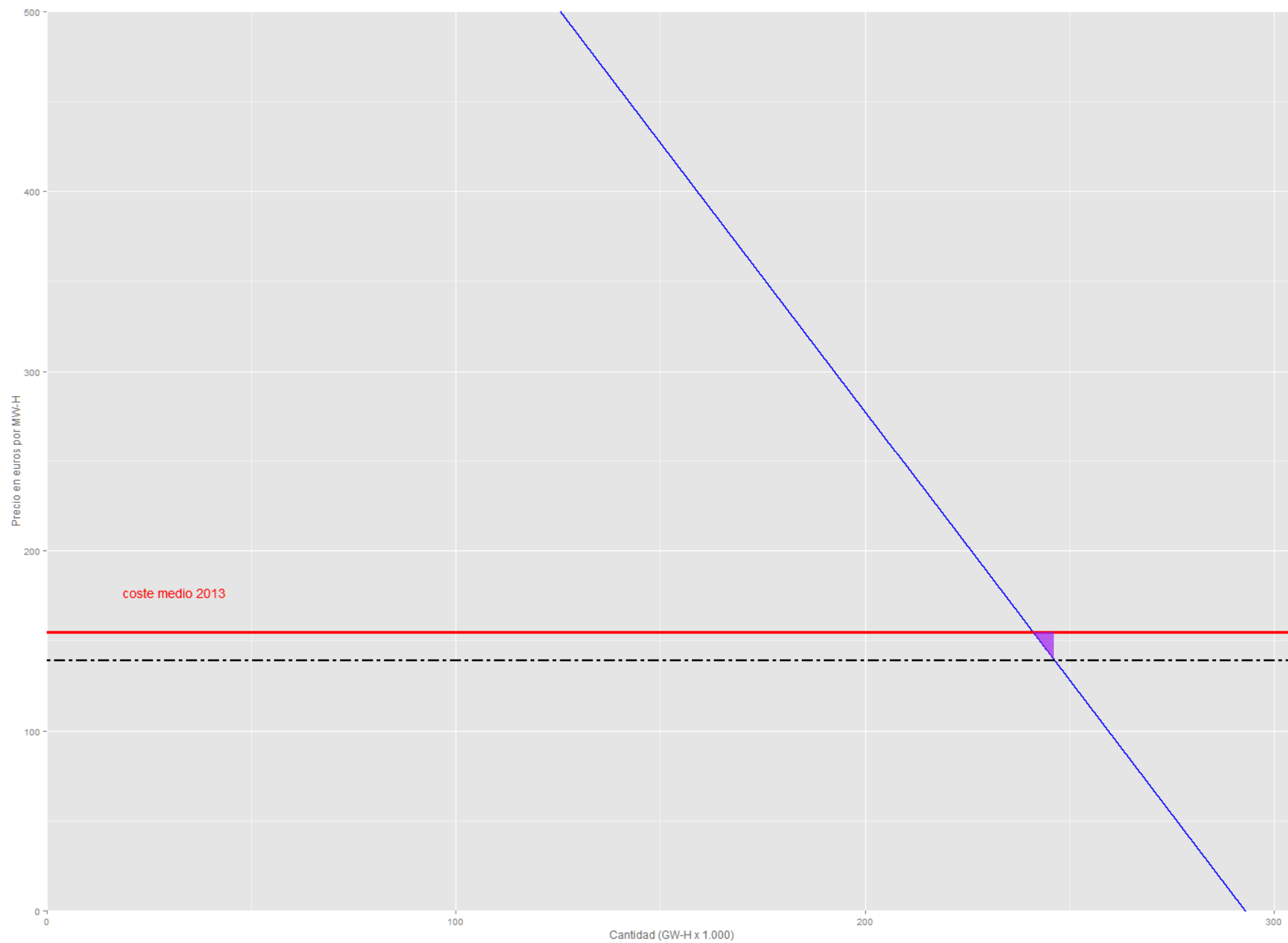
Curva de coste medio y costes no cubiertos



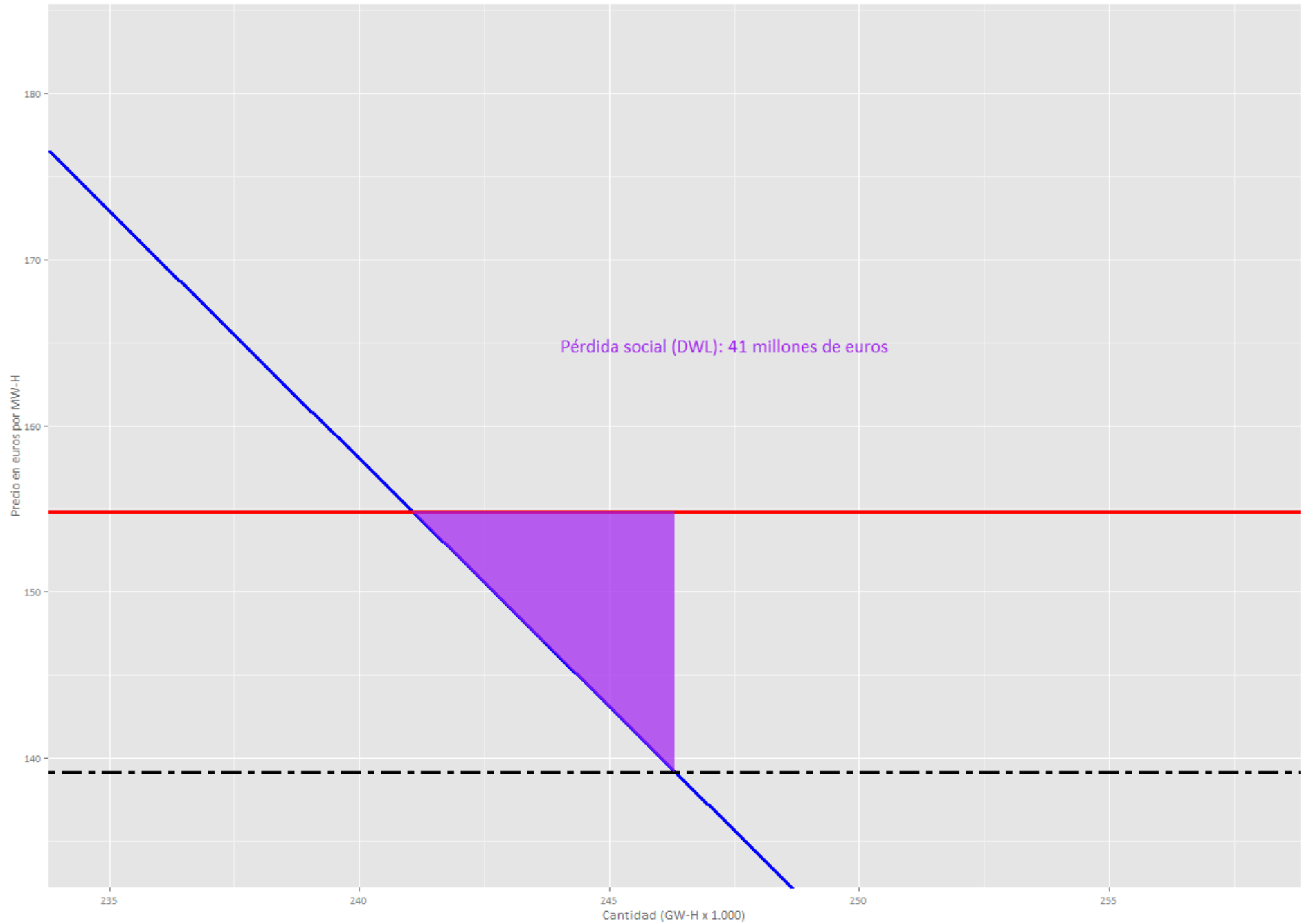
Costes no cubiertos en la situación actual



Curva de coste medio y pérdida social (DWL)



Pérdida social (DWL) en la situación actual

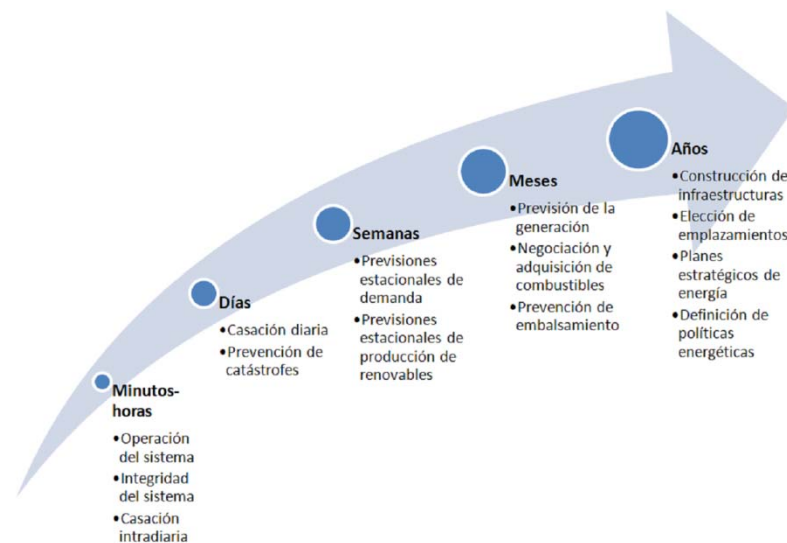


2 escenarios

- Situación actual frente a no tener predicciones
 - Justifica la inversión actual
 - Si no existieran las predicciones actuales:
 - DWL aumentaría
 - Costes de los productores aumentaría
- Situación actual frente a predicciones perfectas
 - Justifica inversiones futuras
 - Si se produjeran:
 - DWL disminuiría
 - Costes de los productores disminuiría

Beneficios de la información meteorológica

- Largo plazo: planificación de la construcción
- Medio plazo: planificación de la producción
- Predicciones a 24 horas
 - Predicción de la demanda (carga)
 - Predicción de la oferta de renovables
- Predicciones a corto
 - Mejor ajuste de la producción
 - Integridad del sistema
- Prevención de riesgos



Predicción 24 horas: demanda

TABLE 3. Benefits of weather forecast improvements.

	Operating cost (million dollars)	NWS vs persistence forecast		Perfect vs NWS forecast	
		Cost reduction (percent)	Benefits (million dollars per year)	Cost reduction (percent)	Benefits (million dollars per year)
North	19,478	0.0892	17.37	0.0419	8.17
South	27,341	0.5400	147.66	0.2286	62.50
West	4,127	0.0224	0.92	0.1105	4.56
Total			165.95		75.23

X 33,19 € por MW-h (OPEX)



(Hobbs et. Al 1999, Teisberg, 2005)

Reducción de coste por MW-h	media
escenario 1: PA vs persistencia	0,179 €
escenario2: perfecta vs PA	0,076 €

Predicción 24 horas: producción de renovables

- Efecto general sobre el sistema por la incorporación de renovables
- Desgaste adicional de las plantas de combustibles fósiles

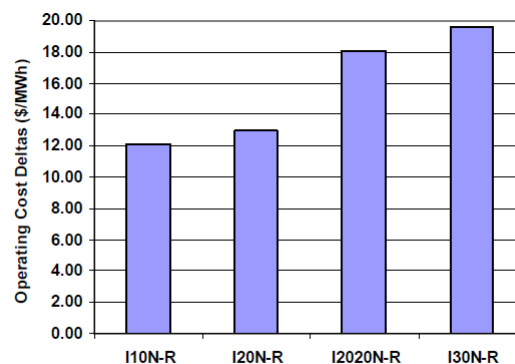


Figure 6.18 WECC Operating Cost Impact of No Forecasts versus a S-o-A Forecast (\$/MWh)

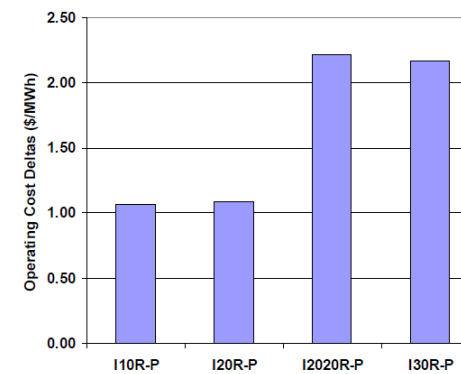


Figure 6.15 Operating Cost Impact of Forecast (\$/MWh)

(GE 2010, Lew et. al 2013)

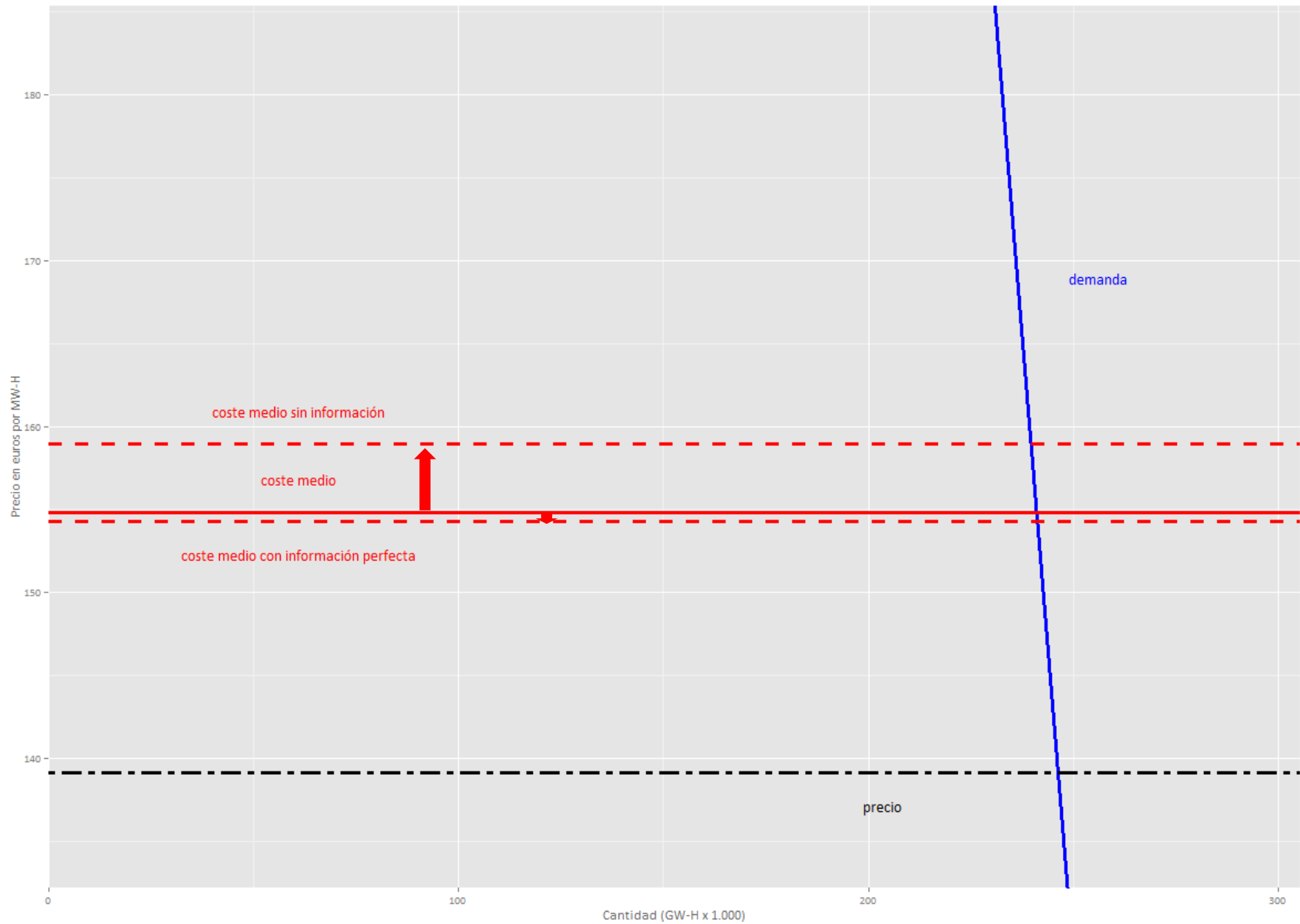


Reducción de coste por MW-h		media
(NREL,2010) (unit commitment process)	escenario 1: PA vs persistencia	3,951 €
	escenario2: perfecta vs PA	0,413 €
(NREL,2013) (tear and wear cost)	escenario2: perfecta vs PA	0,157 €

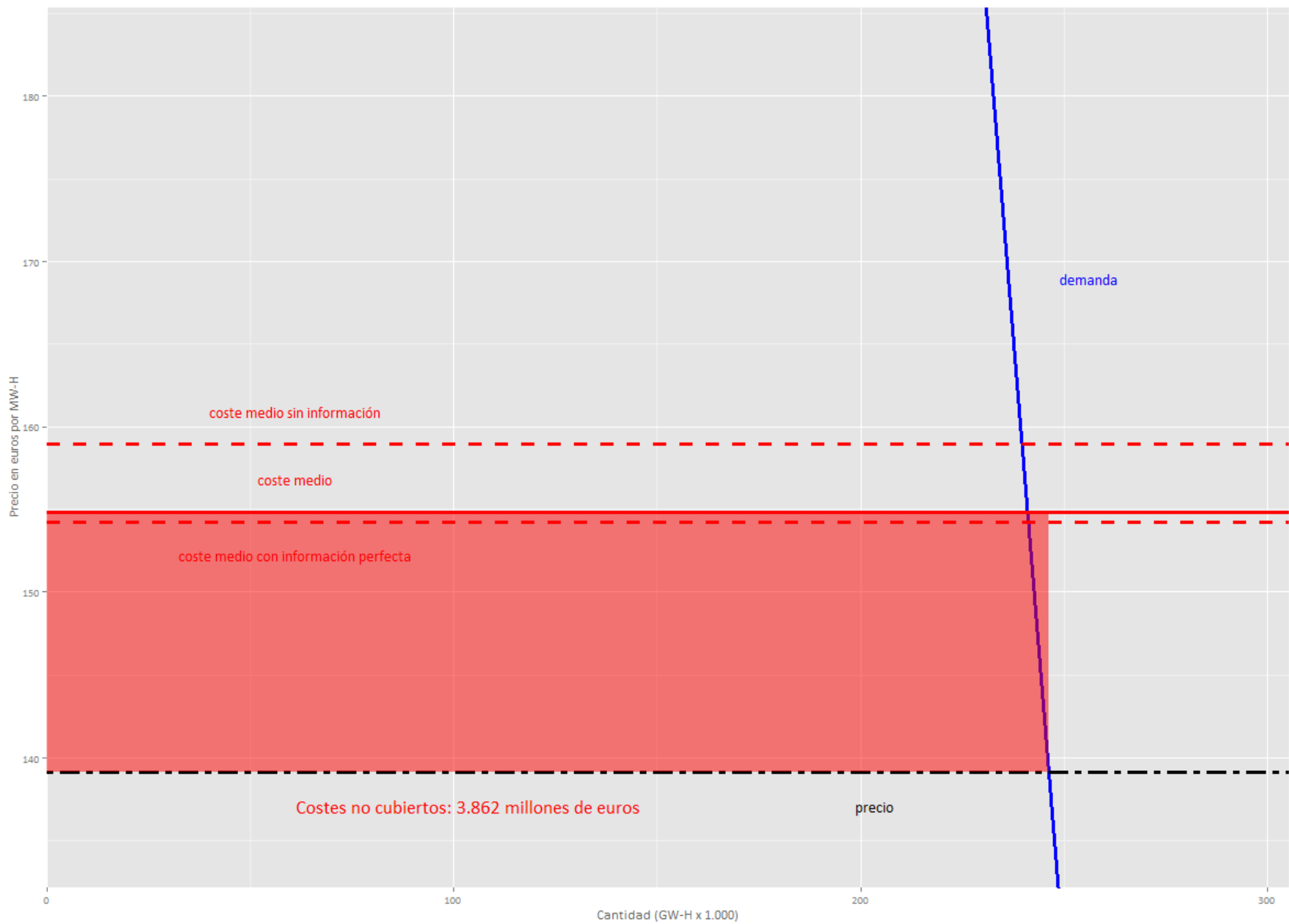
Predicción 24 horas: beneficio total

Reducción de coste por MW-h		esperado
escenario 1: No predicción vs. PA	demanda	0,179 €
	nrel 1 (unit commitment process)	3,951 €
	total	4,130 €
escenario2: PA vs. Predicción perfecta	demanda	0,076 €
	nrel 1 (unit commitment process)	0,413 €
	nrel 3 (tear and wear cost)	0,157 €
	total	0,570 €

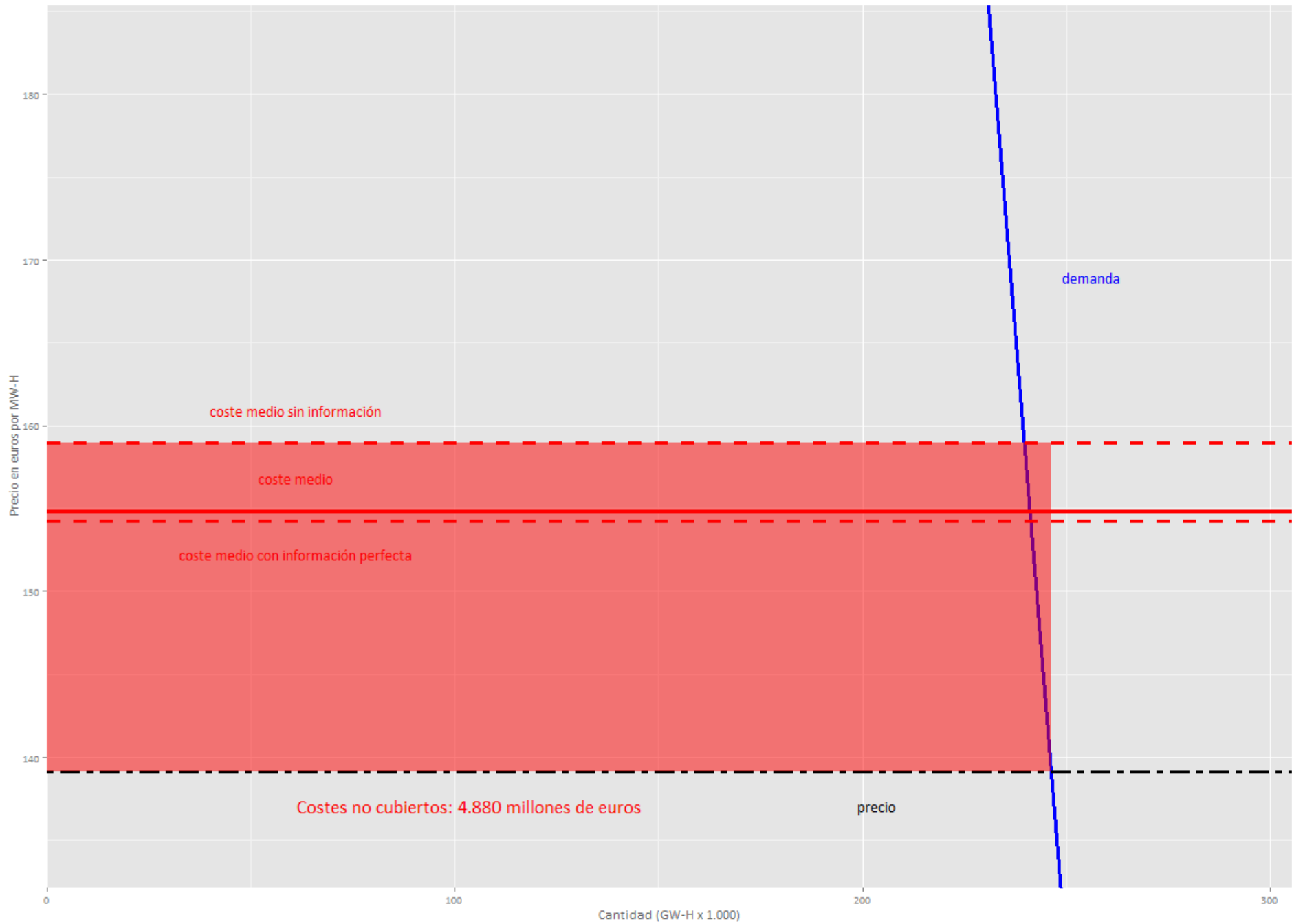
Coste de los distintos escenarios



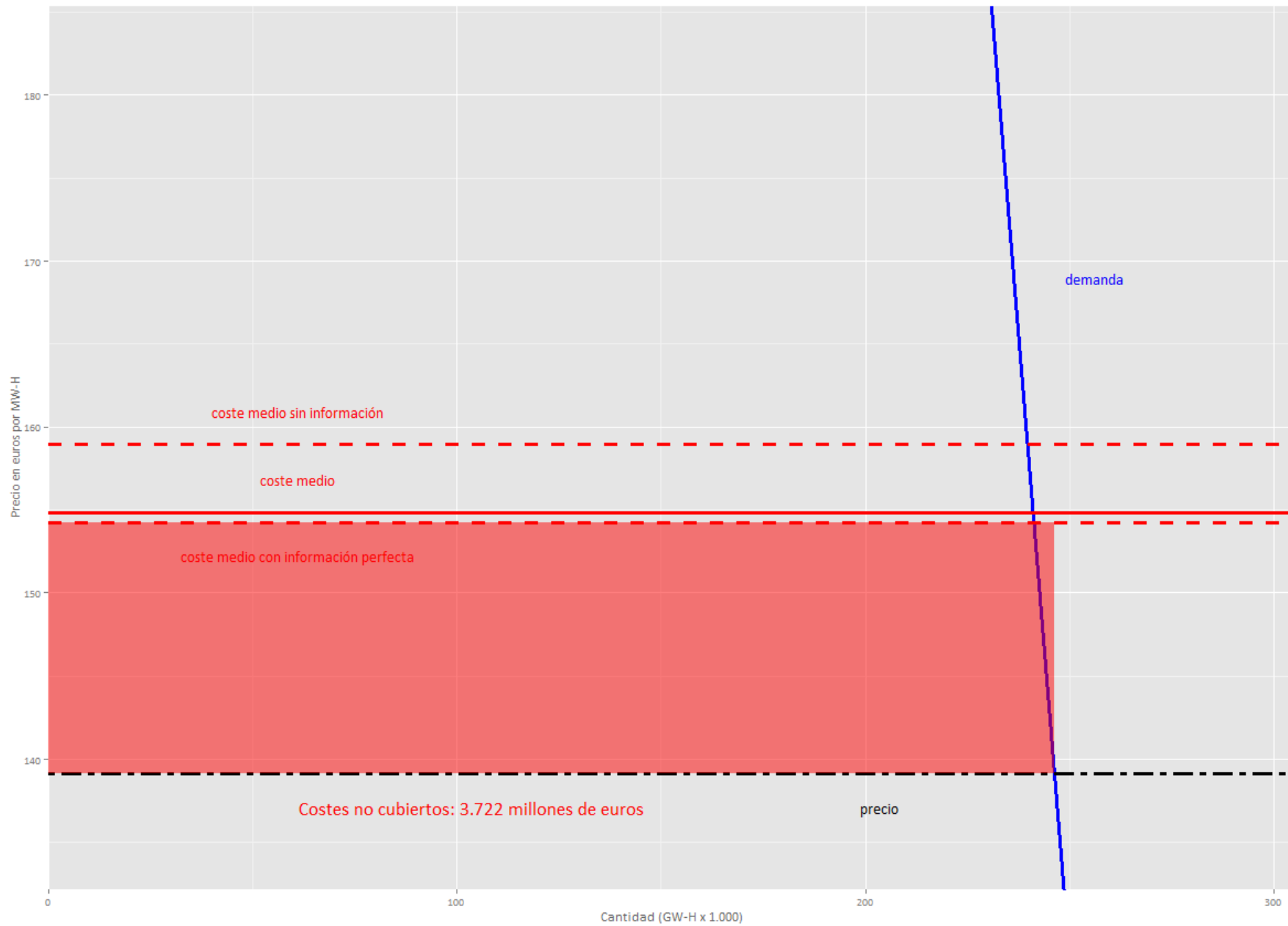
Costes no cubiertos en la situación actual



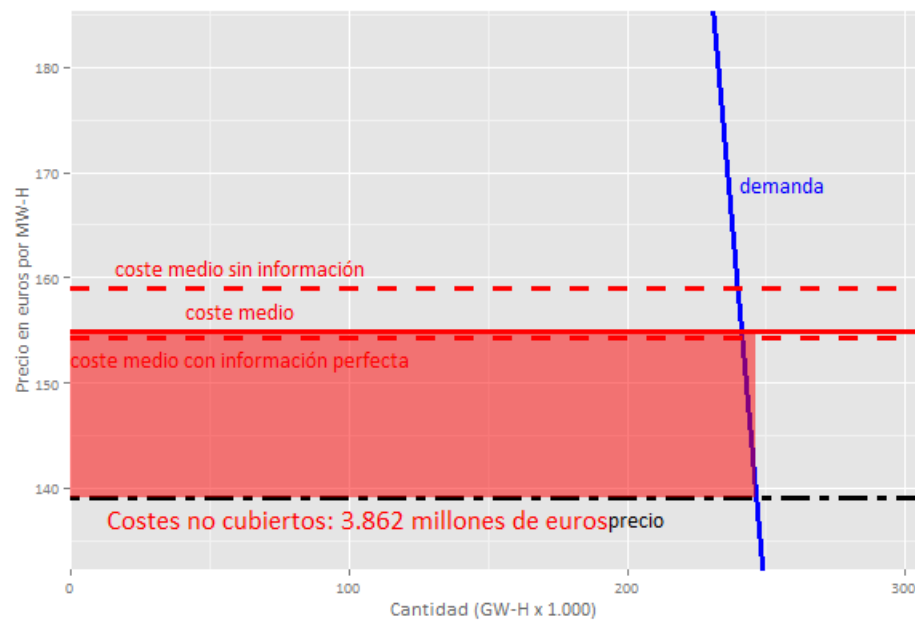
Costes no cubiertos sin predicciones meteorológicas



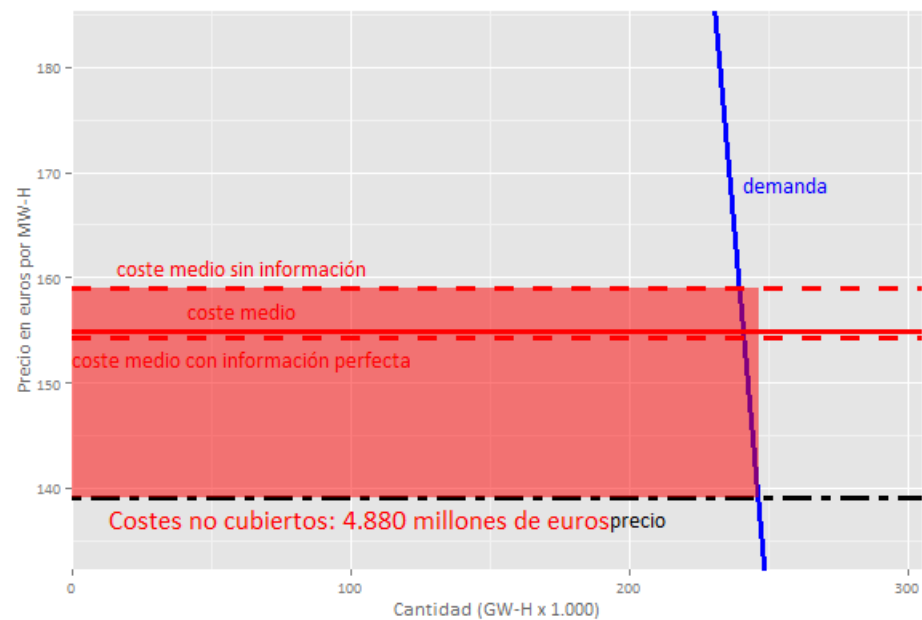
Costes no cubiertos con predicción perfecta



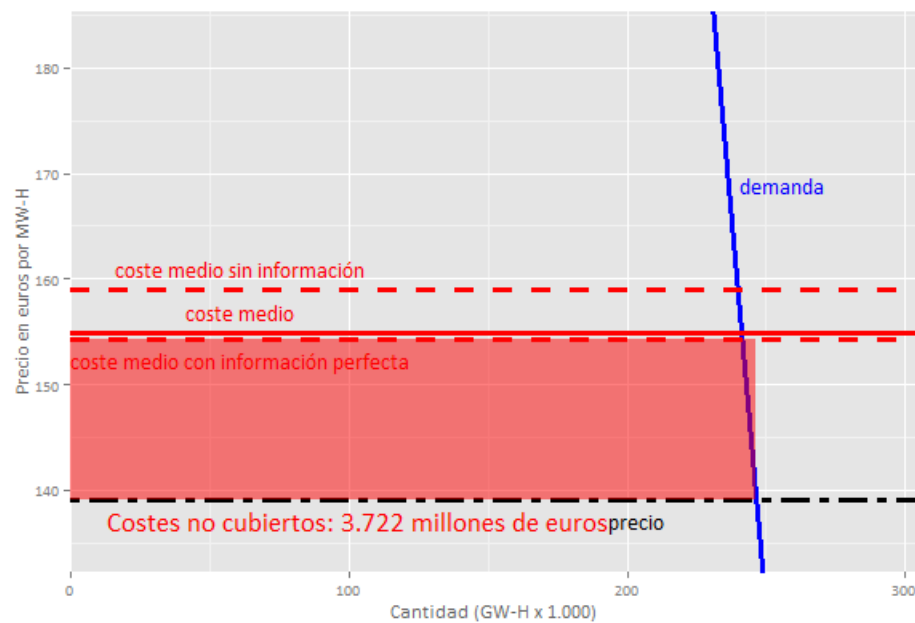
Costes no cubiertos en la situación actual



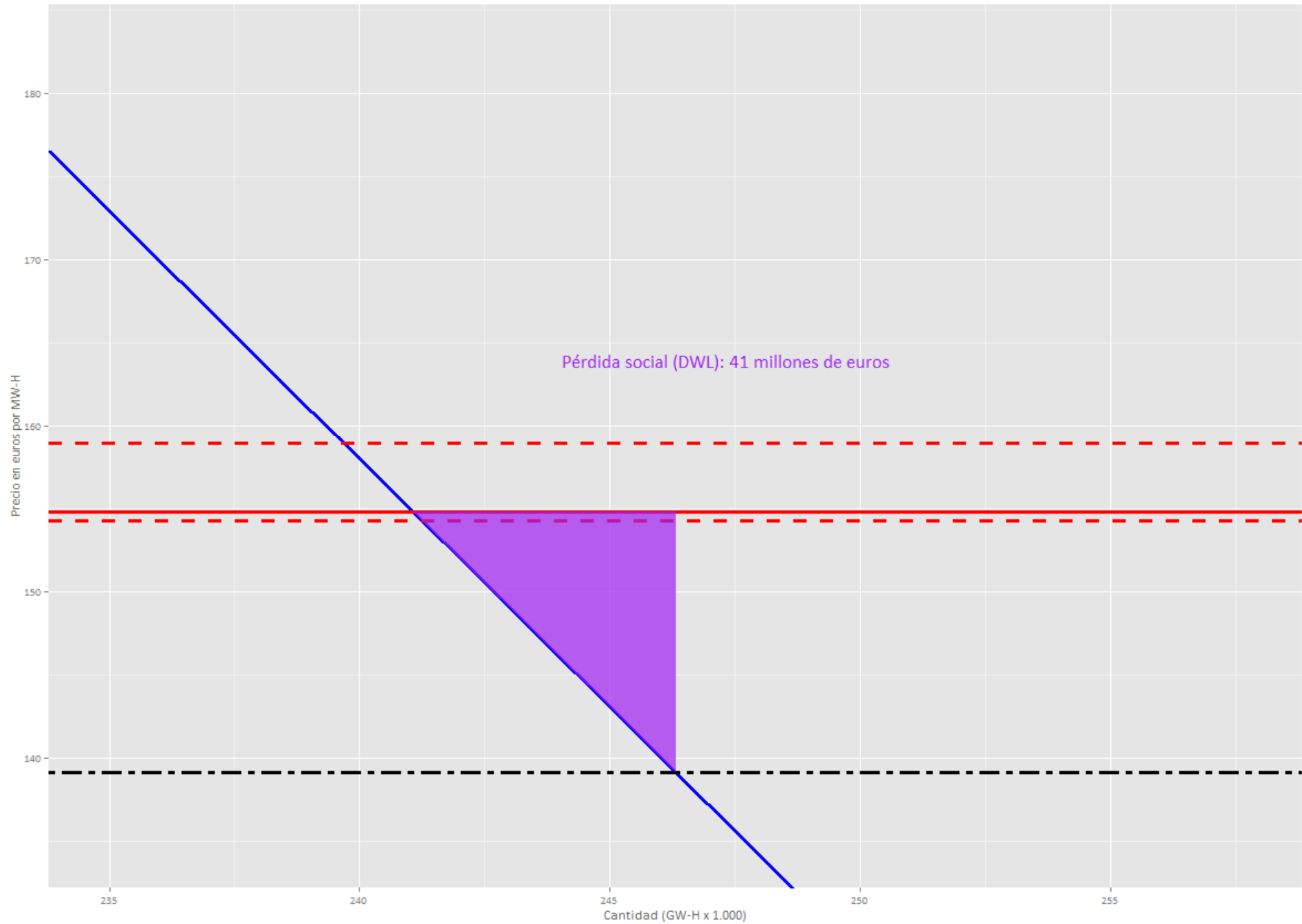
Costes no cubiertos sin predicciones meteorológicas



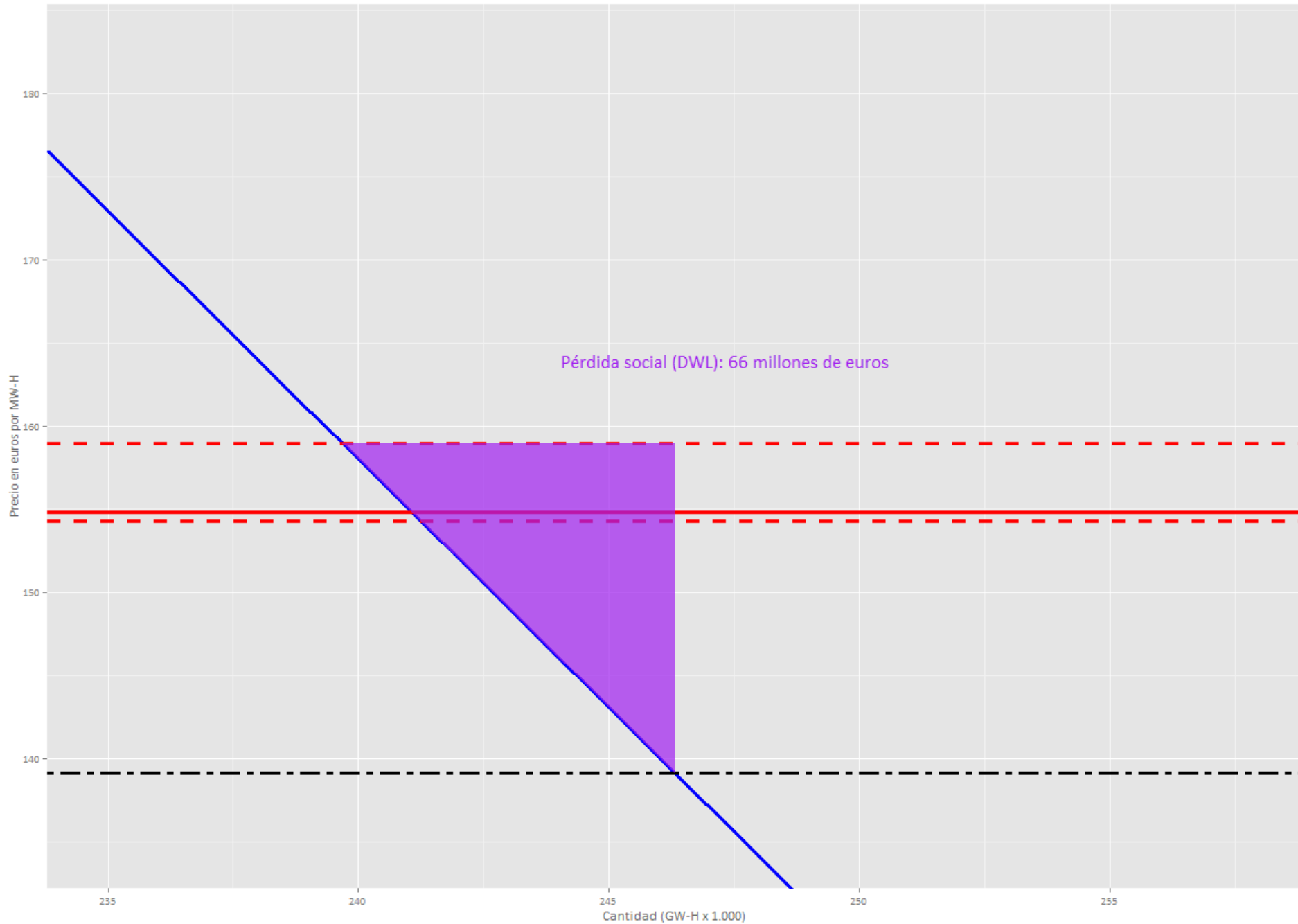
Costes no cubiertos con predicción perfecta



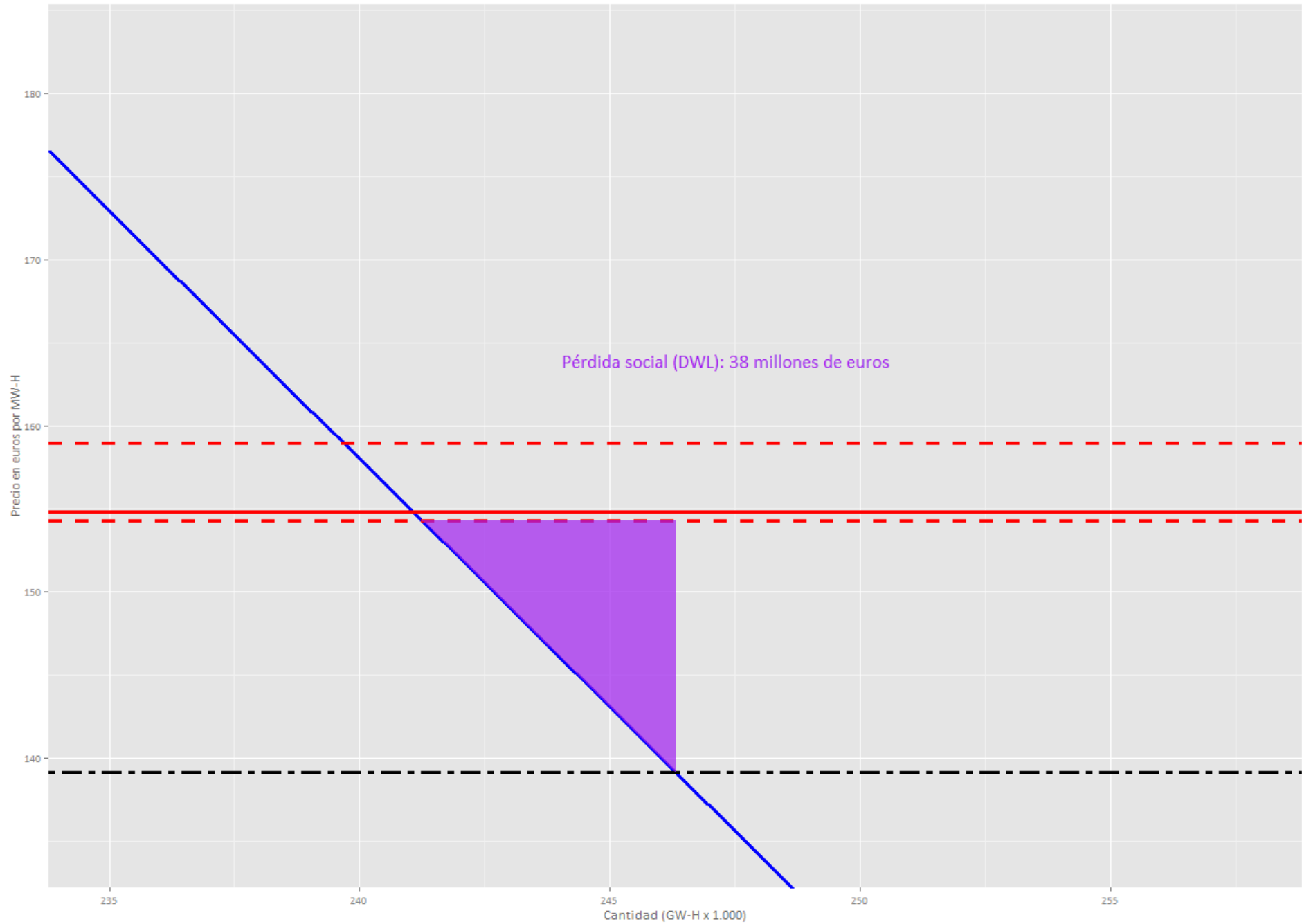
Pérdida social (DWL) en la situación actual



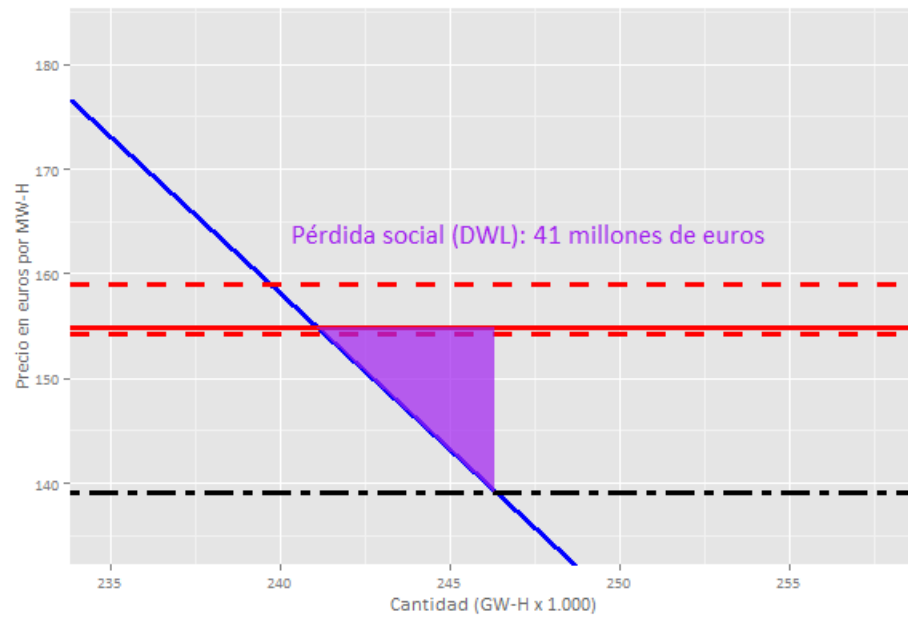
Pérdida social (DWL) sin predicciones meteorológicas



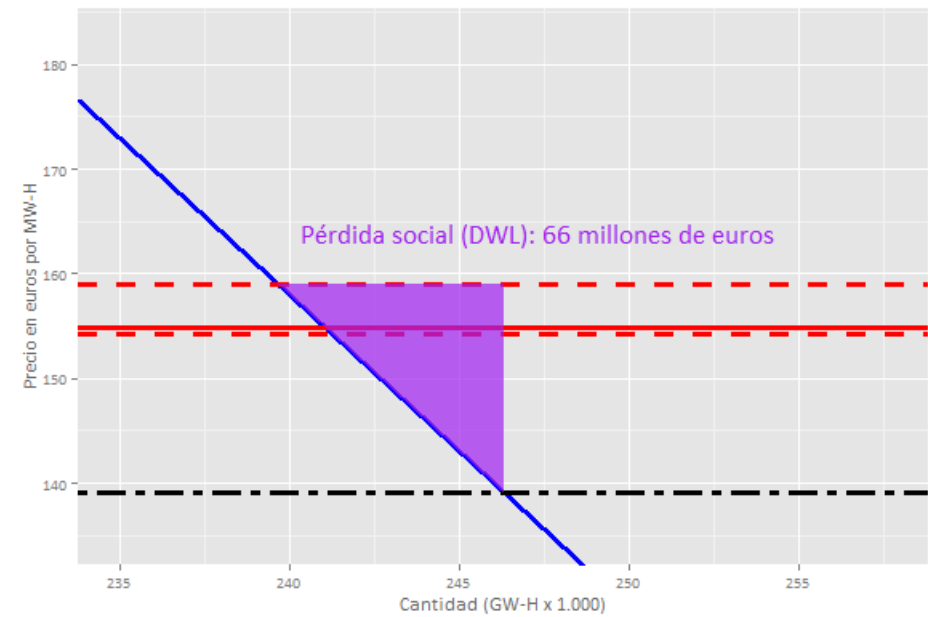
Pérdida social (DWL) con predicción perfecta



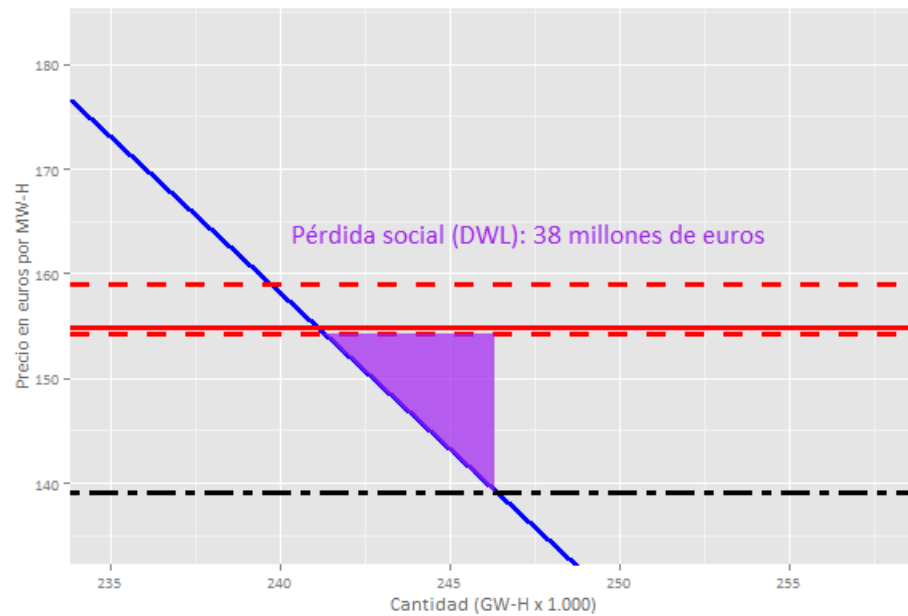
Pérdida social (DWL) en la situación actual



Pérdida social (DWL) sin predicciones meteorológicas



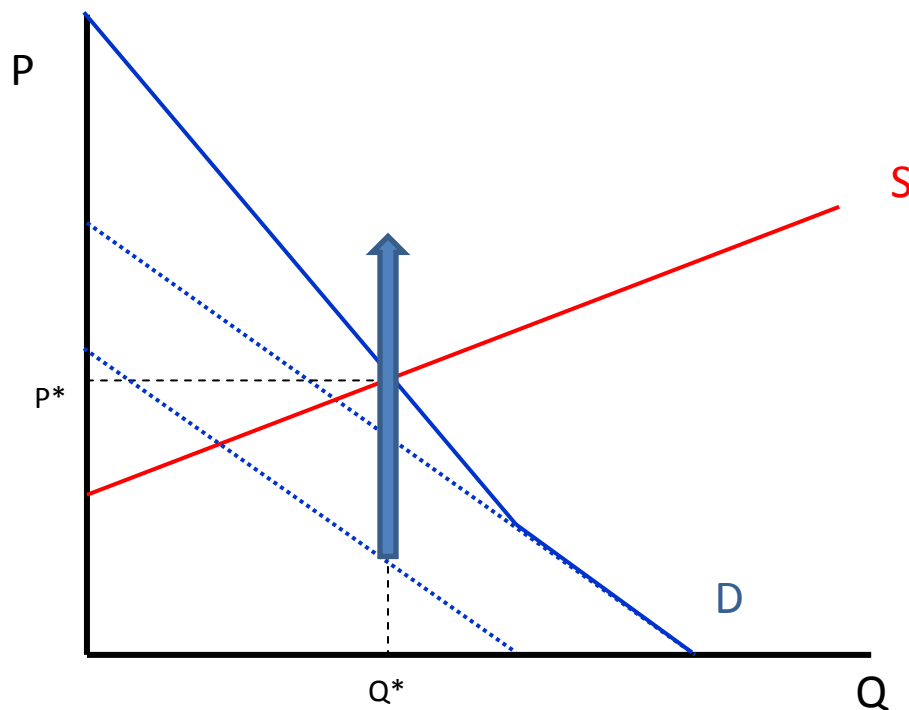
Pérdida social (DWL) con predicción perfecta



Resumen de resultados

	Sin predicción meteorológica	Situación actual	Con predicción perfecta
Costes no cubiertos	€ 4.879.605.000	€ 3.862.312.000	€ 3.721.807.000
Reducción de costes (incremento del beneficio para los productores)		€ 1.017.293.000	€ 140.505.000
Pérdida de eficiencia social (DWL)	€ 65.715.270	€ 41.171.030	€ 38.230.050
Reducción de la pérdida de eficiencia social (DWL)		€ 24.544.240	€ 2.940.980

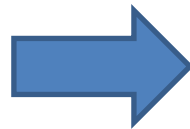
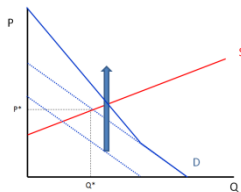
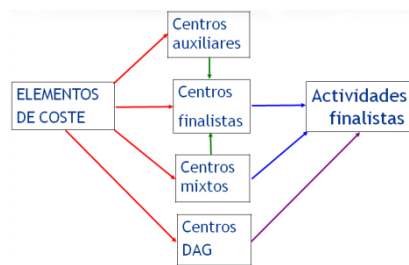
Coste público



Al ser un bien público las curvas de demanda se agregan verticalmente:

- La información meteorológica beneficia a múltiples sectores (transporte, agricultura, turismo, prevención de catástrofes, etc.)
- Por ello debemos ser capaces de delimitar qué parte del coste público de AEMET se imputa a la información generada para el sector eléctrico

Coste público



Coste de las Actividades Finalistas	2013 (Euros)
AERONÁUTICA RUTA	35.127.067 €
AERONÁUTICA TERMINAL	15.971.115 €
DEFENSA	19.430.740 €
PRECIOS PÚBLICOS	4.562.527 €
TASAS	2.081.056 €
SERVICIOS PÚBLICOS MARÍTIMA	3.473.546 €
SERVICIOS PROTECCIÓN CIVIL	6.496.682 €
OTROS SERVICIOS PÚBLICOS	8.638.232 €
INVESTIGACIÓN	8.020.269 €
DIVULGACION, PUBLICACIONES Y FORMACIÓN	2.192.898 €
TOTAL	105.994.133 €

Ingresos totales precios públicos 2013	1.242.719 €
Ingresos datos modelos sector energía	178.553 €
% sector eléctrico sobre total	14,4%
14,4% del coste de PP	657.004 €

Se obtiene a partir la contabilidad analítica de AEMET

CONCLUSIONES

Situación actual

AEMET promovió en el año 2013 un **beneficio para la sociedad de 1.017 millones de €** gracias a la utilización que ha hecho el sector eléctrico de sus predicciones meteorológicas, lo que supone **1.548 € por cada euro invertido⁽¹⁾** por AEMET en dicho sector

Adicionalmente se ha reducido la **pérdida de eficiencia para la sociedad (DWL) en 25 millones de €**

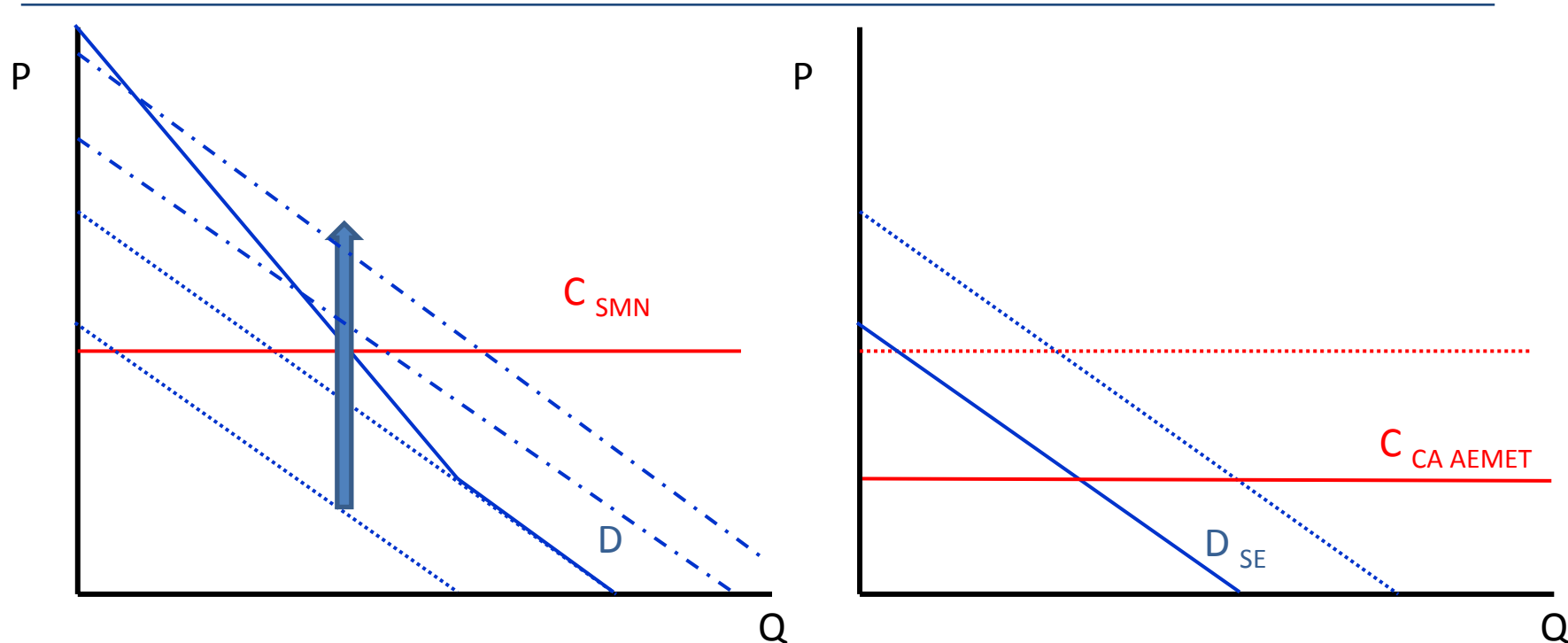
(1) Aemet se gastó 657.004 € en el año 2013 para generar un beneficio a la sociedad de 1.017 millones de € por la disminución de las pérdidas en el sector eléctrico. **No se han considerado los costes del sector eléctrico y empresas auxiliares para procesar esas previsiones**

Comparación con estudios previos

El factor de rendimiento obtenido de 1.548 € por cada euro invertido por AEMET por la utilización de predicciones meteorológicas por el sector eléctrico es muy alto y está muy lejos de los factores de rendimientos estimados por estudios previos usando diferentes metodologías de análisis, y que cifran dicho factor entre 5 y 10:

- Lazo, Morss, y Demuth (2009, p. 794) cifran ese ratio en 6,2 usando una encuesta de valor percibido de la información meteorológica entre hogares americanos.
- Frei (2009) y Leviakangas and Hautala (2009) cifran dicho ratio en el entorno de 5 en Suiza y Finlandia considerando la relación entre el gasto total en servicios meteorológicos y el beneficio de las predicciones meteorológicas en una serie de sectores socio-económicos.

Discusión: comparación con estudios previos



Pensamos que la explicación viene dada por la forma de imputar los costes. En nuestro estudio se ha analizado un beneficio específico (el efecto de las predicciones meteorológicas en el sector eléctrico) y se ha calculado el coste que tiene proporcionar dicho beneficio concreto gracias a la contabilidad analítica de AEMET.

Discusión: comparación con estudios previos

	Análisis actual imputando el coste según la contabilidad analítica de AEMET	Análisis imputando todo el presupuesto de AEMET	Análisis imputando todo el presupuesto de AEMET y corrigiendo por comparación con otros países
Beneficio	1.017.293.000 €	1.017.293.000 €	1.017.293.000 €
Coste	657.004 €	91.751.893 €	275.255.679 €
Factor de rendimiento	1.548	11,1	3,7

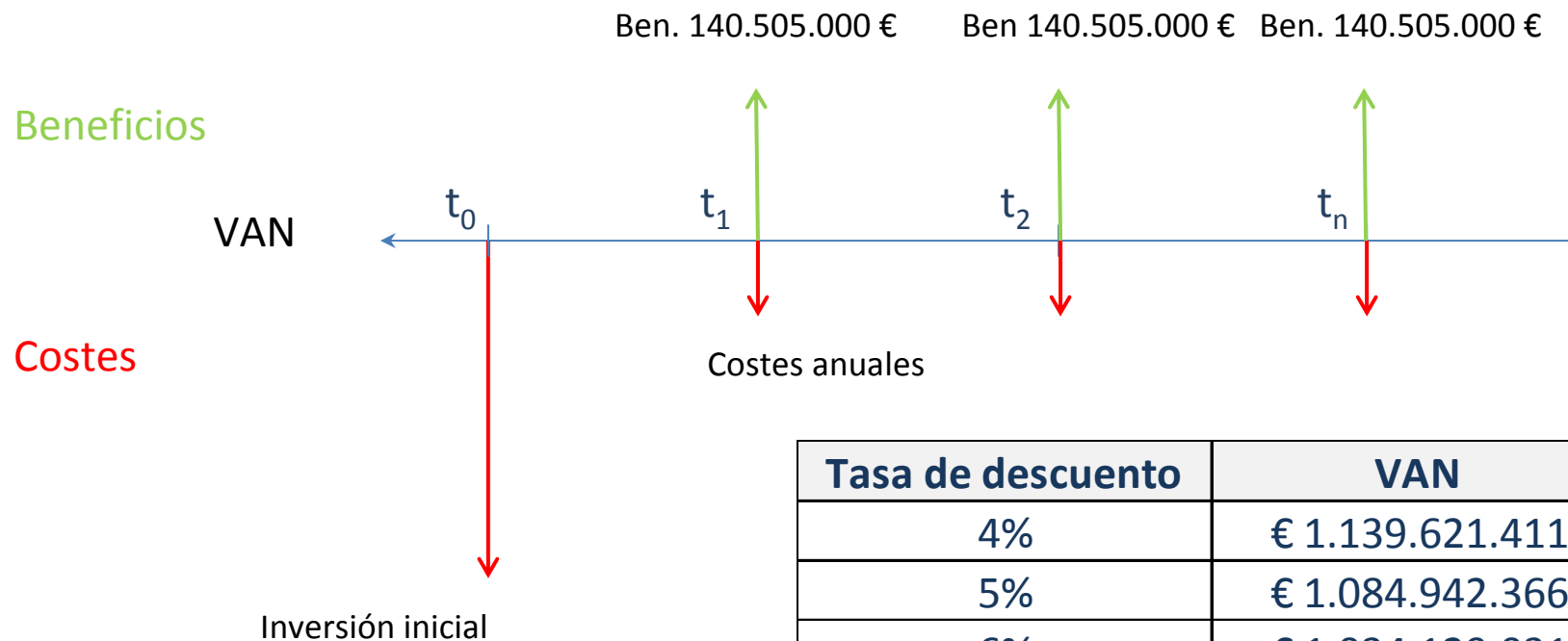
Hacemos 2 ajustes:

- Considerar todo el presupuesto de AEMET
- Considerar todo el presupuesto de AEMET y ajustarlo para hacerlo equivalente a otros países (3 veces, media de Suiza y Finlandia)

Mejora adicional de previsiones perfectas

Conseguir previsiones “perfectas” hubiera permitido un aumento adicional del beneficio para la sociedad en 2013 de **141 millones de €** y una reducción de la **pérdida de eficiencia para la sociedad (DWL) de 3 millones de €**

Rentabilidad de nuevos proyectos



Tasa de descuento	VAN
4%	€ 1.139.621.411
5%	€ 1.084.942.366
6%	€ 1.034.129.031
7%	€ 986.848.324

Asumiendo costes operativos adicionales despreciables y para un escenario de 10 años con una tasa de descuento social real del 5% (Souto,2005) **se podría justificar una inversión de 1.085 millones de €** para mejorar las predicciones para el sector eléctrico

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Justificación y metodología

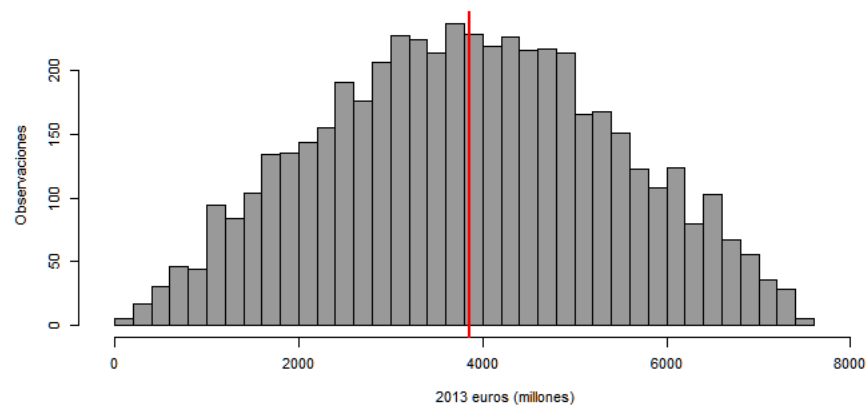
- Se utiliza un análisis de Montecarlo
- Se generan 5.000 muestras de una distribución uniforme aleatoria de cada una de las variables seleccionadas
- Se aplica el modelo sobre cada una de los valores de esas muestras
- Se obtiene una distribución de resultados
 - Histograma
 - Descripción estadística
- Se sacan conclusiones sobre la robustez de los resultados

Dadas las numerosas asunciones que se hacen durante este tipo de estudios es imperativo llevar a cabo un análisis de sensibilidad

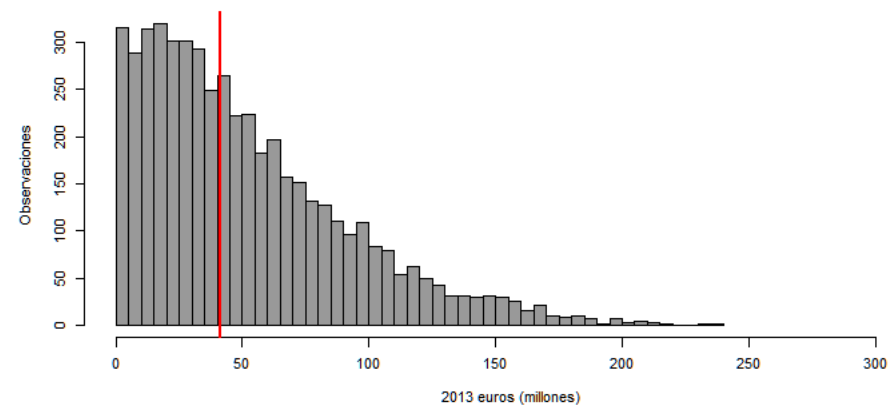
Variables utilizadas en el análisis

parámetro	esperado	mínimo	máximo
precio sin impuestos	139,12 €	132,85 €	145,39 €
elasticidad	-0,240	-0,365	-0,155
coste producción nuclear	53,52 €	48,29 €	58,76 €
coste producción eólica	68,42 €	67,16 €	69,69 €
coste producción solar fotovoltaica	329,39 €	199,41 €	459,36 €
coste producción solar térmica	254,09 €	254,09 €	254,09 €
coste producción térmica renovable	82,55 €	82,55 €	82,55 €
coste producción cogeneración y resto	67,96 €	61,23 €	74,70 €
coste producción hidráulica	50,42 €	42,44 €	58,39 €
coste producción carbón	70,34 €	62,51 €	78,17 €
coste producción ciclos combinados	67,96 €	61,23 €	74,70 €
coste producción	74,41 €	65,25 €	83,58 €
beneficio esc 1 - D	0,18 €	0,01 €	0,20 €
beneficio esc 1 - UC	3,95 €	3,18 €	4,36 €
beneficio esc 1 - total	4,13 €	3,19 €	4,56 €
beneficio esc 2 - D	0,08 €	0,01 €	0,08 €
beneficio esc 2 - UC	0,41 €	0,30 €	0,44 €
beneficio esc 2 - TW	0,16 €	0,08 €	0,23 €
beneficio esc 2 - total	0,57 €	0,38 €	0,67 €

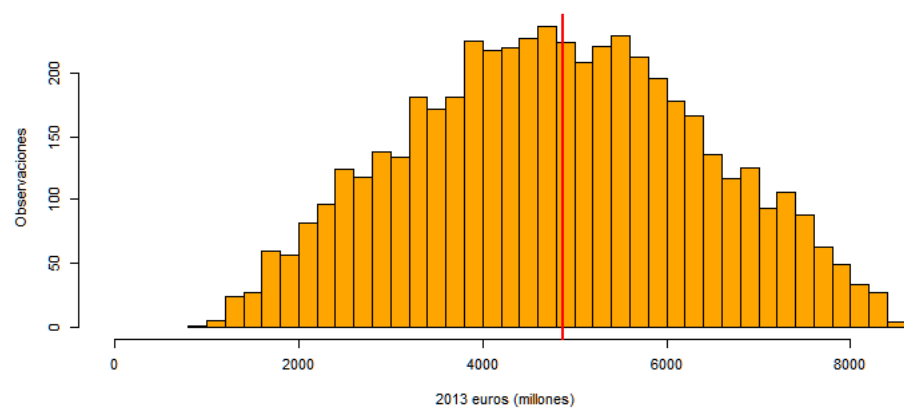
Costes no cubiertos actual



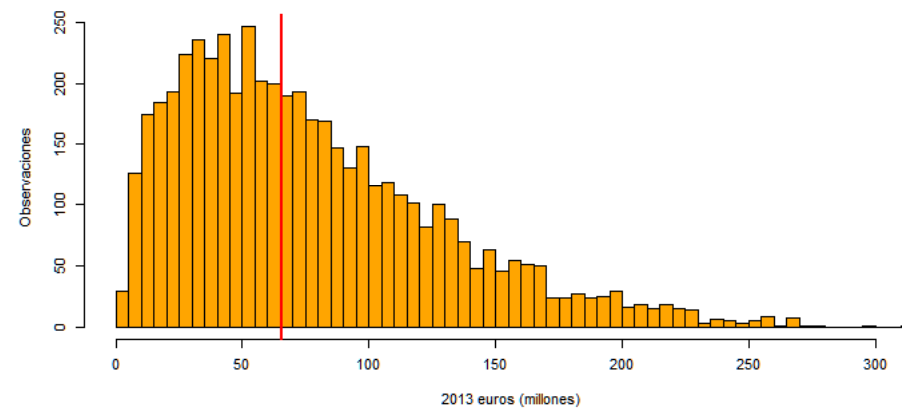
PS (DWL) actual



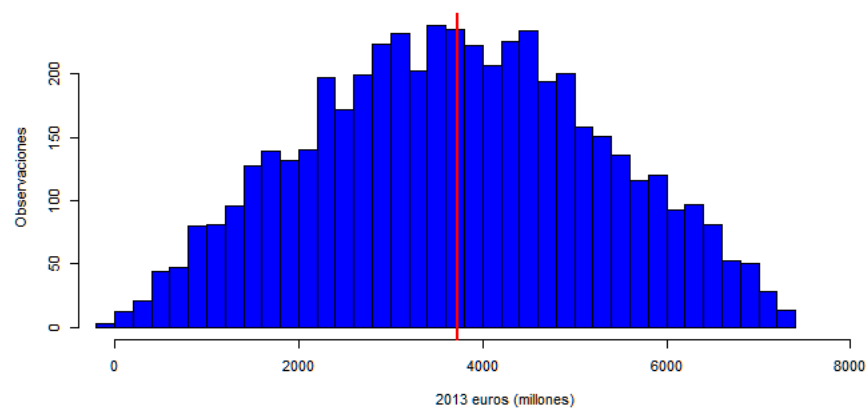
Costes no cubiertos sin previsión



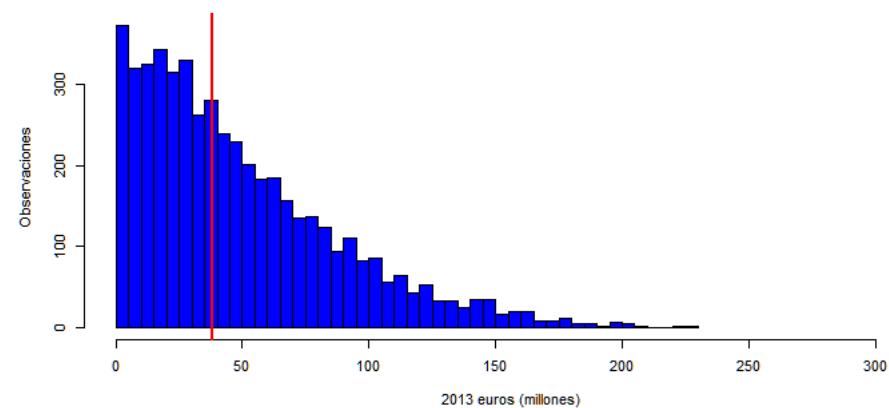
PS (DWL) sin previsión



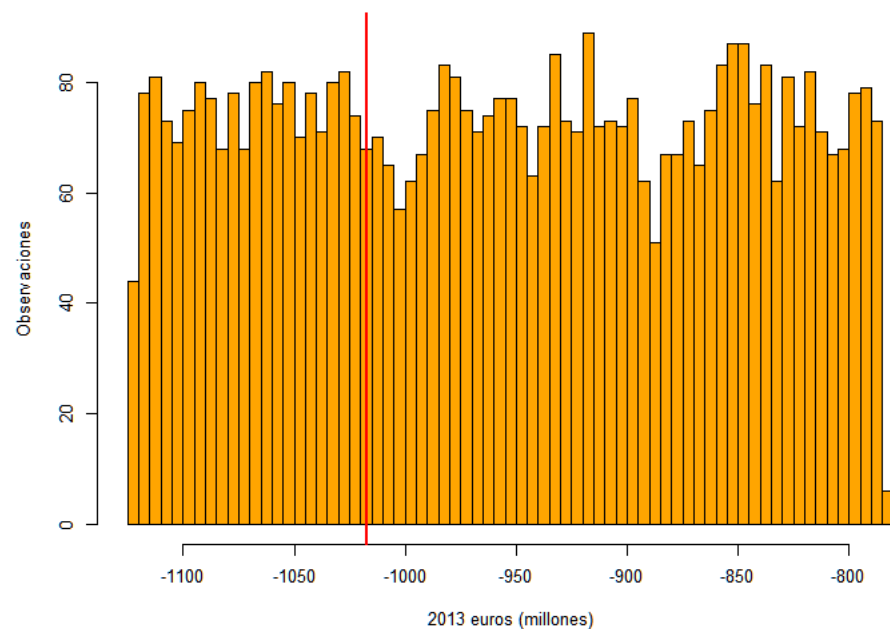
Costes no cubiertos con previsión perfecta



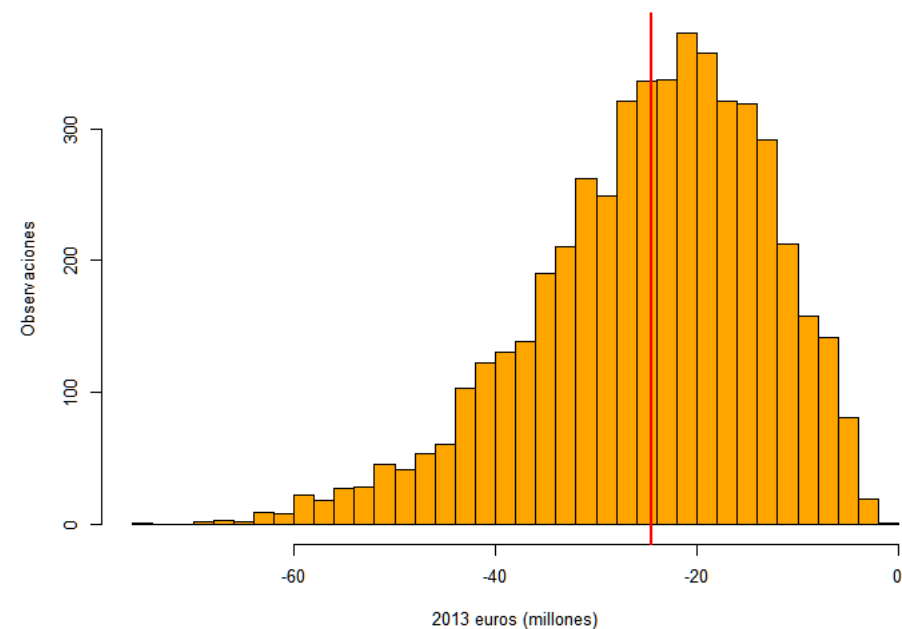
PS (DWL) con previsión perfecta



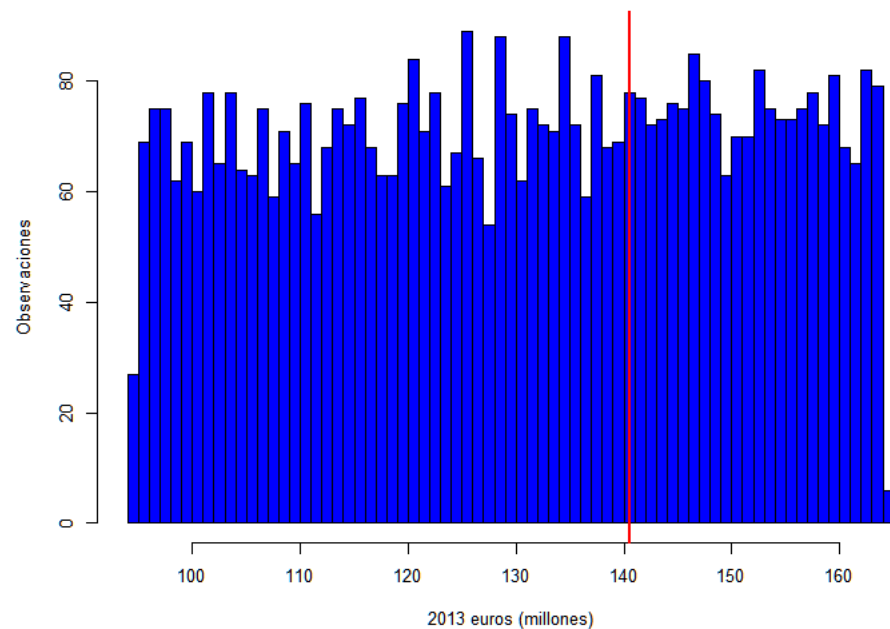
**Diferencia de costes no cubiertos
sin previsión**



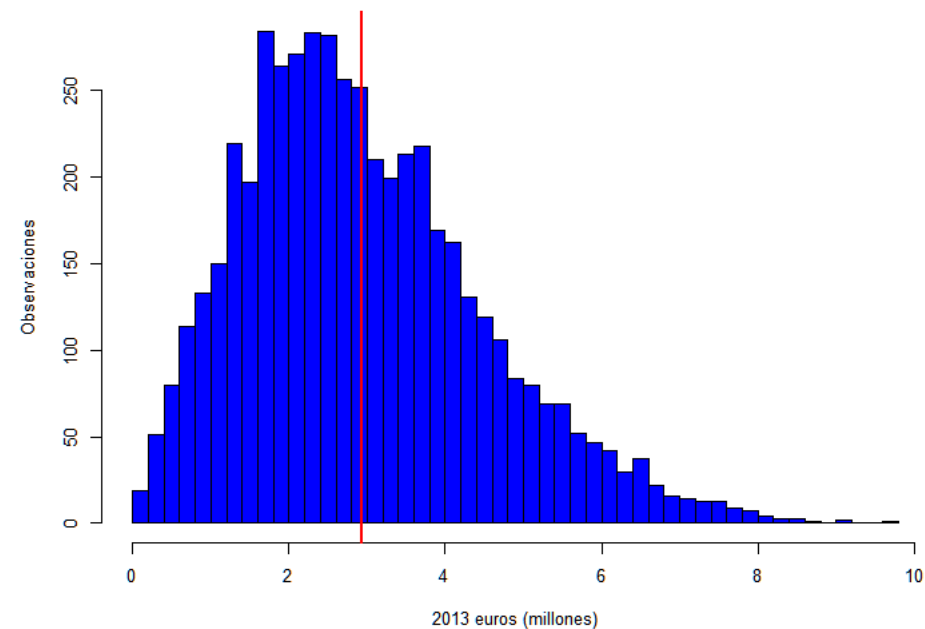
**Diferencia de la PS (DWL)
sin previsión**



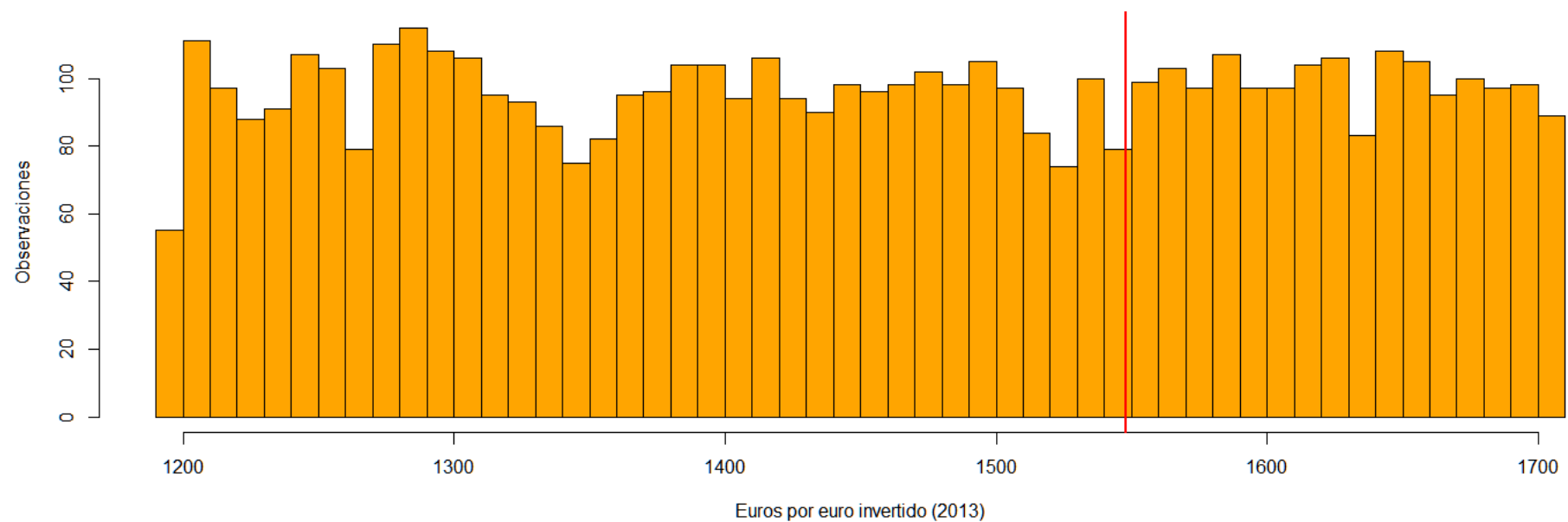
**Diferencia de costes no cubiertos
con previsión perfecta**



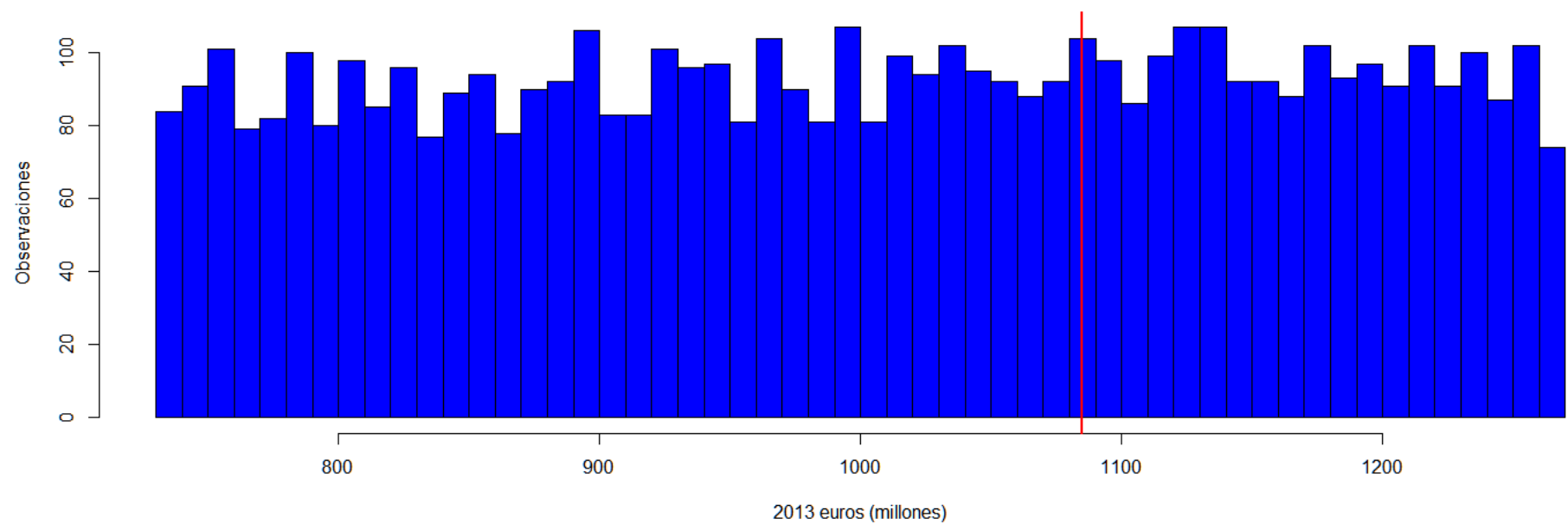
**Diferencia de la PS (DWL)
con previsión perfecta**



Factor de rendimiento (actual vs. sin previsión)



VAN (actual vs. información perfecta)



Estadísticas descriptivas y conclusiones

Resultado (millones de euros)	estadística						
	media	d.e.	mínimo	q1	mediana	q3	máximo
Costes no cubiertos situación actual	3.836	1.571	77	2.699	3.829	4.964	7.521
PS (DWL) situación actual	52	41	0	20	42	74	237
Costes no cubiertos sin predicciones	4.790	1.575	890	3.642	4.784	5.931	8.555
PS (DWL) sin predicciones	77	51	1	37	66	106	312
Costes no cubiertos con predicciones perfectas	3.706	1.571	-41	2.563	3.701	4.835	7.386
PS (DWL) con predicciones perfectas	49	39	0	18	39	70	228
Dif. costes actual-sin predicciones	-954	98	-1.123	-1.040	-954	-866	-785
Dif. PS (DWL) actual-sin predicciones	-25	12	-76	-32	-23	-16	-1
Dif. costes actual-predicción perfecta	130	20	95	113	130	147	164
Dif. PS (DWL) actual-predicción perfecta	3	2	0	2	3	4	10
Factor de rendimiento situación actual	1.452	150	1.194	1.318	1.452	1.584	1.709
VAN proyecto predicciones perfectas	1.004	155	731	872	1.006	1.136	1.267

CONCLUSIONES

Efecto de la información meteorológica

- La fuerte apuesta de España por las energías renovables hace que las predicciones meteorológicas tengan un gran valor para el sistema eléctrico español
- El beneficio para el sector de las predicciones actuales en 2013 se estima en **1.017 millones de €** de reducción de costes. Para ello el Gobierno **invierte 657.004 € en AEMET** lo que da un factor de rendimiento de **1.548 € por cada € público invertido**
- A ello hay que añadir la reducción de **pérdida de eficiencia para la sociedad (DWL) en 25 millones de €**
- Mejoras adicionales de las predicciones permitirían un ahorro adicional estimado de **141 millones de €**

Robustez de los resultados

- Aplicando un análisis de Montecarlo se obtiene que el factor de rendimiento nunca es inferior a **1.194 € por cada € público invertido**
- En el caso de previsiones mejoradas el impacto mínimo estimado es de **95 millones de €**

LIMITACIONES

Limitaciones más reseñables

- El propio modelo neoclásico de curvas agregadas de oferta y demanda
 - Particularmente relevante en un mercado fuertemente regulado
- La utilización de una curva de demanda lineal
- La utilización de una curva de demanda única agregando todos los segmentos del mercado
- La utilización de una curva de coste medio en lugar de una de oferta, con lo que se valora el beneficio total (profit) frente al beneficio marginal (surplus) para los productores
- La utilización de estudios de mercados diferentes al español y de otros años (elasticidad, beneficios de los escenarios, costes)
- La actualización de los precios y costes en base al IPC medio
- No se han considerado los costes del sector para obtener información meteorológica de otras fuentes ni el coste de su tratamiento y procesado

Referencias

- BCG. (2011). Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables. . Madrid: Estudio Técnico PER 2011-2020.
- Bernstein, M. A., Griffin, J. M., & Infrastructure, S. (2006). Regional differences in the price-elasticity of demand for energy: National Renewable Energy Laboratory.
- CNE. (2008). Informe complementario a la propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008. Precios y costes de la generación de electricidad.
- CNMC. (2014). Boletín mensual de indicadores eléctricos de enero de 2014.
- Fan, S., & Hyndman, R. (2010). The price elasticity of electricity demand in South Australia. Department of Econometrics and Business Statistics, MONASH University.
- Freebairn, J. W., & Zillman, J. W. (2002). Economic benefits of meteorological services. Meteorological Applications, 9, 33-44.
- GE Energy. (2010). WESTERN WIND AND SOLAR INTEGRATION STUDY. (NREL/SR-550-47434).

Referencias

- Hobbs, B. F., Jitprapaikulsarn, S., Konda, S., Chankong, V., Loparo, K. A., & Maratukulam, D. J. (1999). Analysis of the value for unit commitment of improved load forecasts. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 14(4), 1342-1348. doi: 10.1109/59.801894
- J., L. (2002). Economic Value of Current and Improved Weather Forecasts in the U.S. Household Sector.
- Lazo, J. K., Morss, R. E., & Demuth, J. L. (2009). 300 Billion Served. Sources, Perceptions, Uses, and Values of Weather Forecasts. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 90(6), 14.
- Lew, D., Brinkman, G., Ibanez, E., Florita, A., Heaney, M., Hodge, B.-M., . . . Venkataraman, S. (2013). The Western Wind and Solar Integration Study Phase 2. (NREL/TP-5500-55588).
- OMM. (2007). Declaración y plan mundial de la conferencia de Madrid. Madrid: Organización Meteorológica Mundial.
- REE. (2014). Informe del Sistema Eléctrico Español 2013. Madrid: Retrieved from <http://www.ree.es/es/publicaciones/sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-2013>.

Referencias

- Salvador, M. (2010). Análisis del mercado eléctrico en España: costes de generación y repercusiones en el precio de la electricidad. Universitat Politècnica de Catalunya. Retrieved from <http://upcommons.upc.edu/pfc/handle/2099.1/10666>
- Souto Nieves, G. (2003). Tasas de descuento para la evaluación de inversiones públicas: estimaciones para España (Vol. 8/3): Instituto de Estudios Fiscales.
- Teisberg, T. J., Weiher, R. F., & Khotanzad, A. (2005). The Economic Value of Temperature Forecasts in Electricity Generation. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 86(12), 1765-1771. doi: 10.1175/BAMS-86-12-1765
- US EPA. (2005). Electricity Demand Response to Changes in Price in EPA's Power Sector Model: Office of Air and Radiation, U.S. Environmental Protection Agency.

Gracias!

AEmet red.es
Red Estatal de Meteorología

iclaves
Instituto de Claves de Investigación

acap
Asociación de Claves de Investigación

